

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ШИЛКОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ШУМА НА ОБЪЕКТАХ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А. А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.В. Платонова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Шилковской ГЭС на реке Шилка. Снижение влияния шума на объектах гидроэнергетики».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_  
инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ШИЛКОВСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных .....	10
Топографические данные .....	10
Климат .....	10
Гидрология .....	10
Топографические характеристики водохранилища: кривые зависимости .....	12
1.5 Требования участников ВХК и потери воды .....	12
1.6 Данные по энергосистеме .....	12
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	15
Определение расходов маловодного и средневодного годов в заданном створе .....	15
Построение интегральных кривых нагрузки энергосистемы .....	18
Построение годовых графиков максимальных среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	20
Расчет режима работы с учетом требования ВХК .....	21
Сработка-наполнение водохранилища .....	22
Определение рабочей мощности ГЭС .....	23
Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей .....	24
Сработка-наполнение водохранилища в средневодный год .....	25
3 Выбор оборудования .....	26
Режимное поле .....	26
Выбор системы и типа гидротурбины .....	27
Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике .....	28
Определение допустимой высоты отсасывания .....	31
Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры .....	33
3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	35
Расчет вала на прочность .....	35
Расчет подшипника .....	36
Выбор вспомогательного оборудования .....	37
Выбор типа серийного гидрогенератора .....	37
Выбор маслонапорной установки .....	38
Выбор электрогидравлического регулятора .....	38
4 Электрическая часть .....	39
Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	39
Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	40
Выбор повышающего трансформатора для схем одиночным блоком .....	40
Выбор повышающего трансформатора для схемы с укрупненным .....	

блоком	41
Выбор трансформаторов собственных нужд .....	43
Выбор количества отходящих воздушных линий РУ и марки проводов...	43
Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ....	44
Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin .....	46
Расчёт исходных данных.....	46
Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	47
Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	48
Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13.8 кВ .....	49
Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	50
Выбор параметров ОРУ кВ .....	51
Выбор выключателей и разъединителей .....	51
Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	51
5 Релейная защита .....	53
Перечень защит блока генератор-трансформатор .....	53
Расчет номинальных токов .....	54
Описание защит и расчет уставок .....	55
Продольная дифференциальная защита .....	55
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	57
Защита от повышения напряжения ( $U1 >$ ), ( $U2 >$ ).....	60
Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и несимметричных внешних коротких замыканий( $I2$ ) .....	60
Защита от симметричных перегрузок( $I1$ ) .....	64
Дистанционная защита генератора ( $Z1 <$ ), ( $Z2 <$ ) .....	65
Защита от перегрузки обмотки ротора .....	68
Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	70
Таблица уставок и матрица отключений защит.....	72
6 Проектирование сооружений напорного фронта.....	73
Определение отметки гребня бетонной плотины .....	73
Гидравлические расчеты .....	75
Определение ширины водосливного фронта .....	75
Определение отметки гребня водослива .....	76
Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	78
Построение профиля водосливной грани .....	79
Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	80
Сопряжения бьефов свободной отброшенной струей.....	81
Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	84

Конструирование плотины.....	84
Определение ширины подошвы плотины .....	84
Разрезка бетонных плотин швами.....	86
Быки.....	86
Галереи в теле плотины.....	87
Элементы подземного контура плотины .....	87
Определение основных нагрузок на плотину .....	88
Вес сооружения и затворов .....	88
Сила гидростатического давления воды.....	89
Равнодействующая и взвешивающего давления .....	90
Сила фильтрационного давления .....	90
Давление грунта .....	91
Волновое давление.....	93
Оценка прочности плотины .....	95
Критерии прочности плотины и ее основания.....	98
Расчет устойчивости плотины .....	98
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	100
Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	100
Текущие расходы по гидроузлу.....	100
Налоговые расходы.....	103
Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	104
Оценка инвестиционного проекта.....	105
Методология, исходные данные.....	105
Коммерческая эффективность .....	106
Бюджетная эффективность .....	106
Анализ чувствительности.....	107
8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Шилковской ГЭС.	
Охрана труда и противопожарная безопасность.....	109
Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	109
Общие сведения о районе строительства .....	109
Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	111
Обращение с отходами .....	113
Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	114
Охрана труда.....	115
Противопожарная безопасность .....	116
Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	116
9 Снижение влияния шума на объектах гидроэнергетики.....	118
Что такое шум и почему с ним нужно бороться.....	118
Характеристики источника шума.....	119
Понятие о звуке. Физические характеристики звука .....	121

Воздействие шума на организм человека.....	124
Методы борьбы с шумом на Шилковской ГЭС.....	125
Уменьшение шума в источнике его возникновения .....	125
Рациональная планировка предприятия и цехов .....	125
Акустическая обработка.....	126
Снижение шума звукоизолирующими кабинами.....	127
Снижение шума звукоизолирующими кожухами .....	128
Снижение шума звукопоглощающей облицовкой .....	128
Снижение шума акустическими экранами.....	129
Средства индивидуальной защиты(СИЗ) .....	130
Измерение шума на рабочих местах .....	133
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	136
Приложение А.Гидрологические расчеты.....	138
Приложение Б.Основное и вспомогательное оборудование .....	142

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ШИЛКОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Шилка;
2. Местонахождение ГЭС..... Забайкальский край;
3. Наименование ГЭС..... Шилковская;
4. Тип проектируемой установки ..... Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний .....808м<sup>3</sup>/с;
  - б) максимальный с обеспеченностью 1,0% .....4810 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью 0,1% .....5949 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....260 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годичный;
  - б) отметка ФПУ .....379м;
  - в) отметка НПУ.....377м;
  - г) отметка УМО.....366,31м;
  - д) объем водохранилища .....16,68км<sup>3</sup>;
  - е) объем водохранилища полезный.....6,25км<sup>3</sup>;
7. Напоры:
  - а) максимальный.....47,9м;
  - б) расчетный .....39,2м;
  - в) минимальный.....33,8м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) мощность установленная..... 273МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка ..... 1,991млрд.кВт·ч;
9. Бетонная плотина:
  - а) правобережная глухая.....211м;
  - б) левобережная глухая .....156м;
  - в) станционная .....96м;
  - г) водосливная .....100м;
10. Водосбросные сооружения:  
Поверхностный водослив:
  - а) число и размер пролетов .....3×30м;
  - б) общая длина.....608м;
  - в) максимальная высота.....57,8м;Глубинные водовыпуски:
  - а) число и форма сечения ..... 2 и прямоугольное;
  - б) размеры сечения.....4×3м;
11. Здание ГЭС:
  - а) тип здания .....приплотинное;
  - б) число агрегатов ..... 3;

- в) грунты в основании.....гранит;
- г) тип спиральной камеры .....бетонная;
- д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;

12.Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ50-В-600;
- б) тип генератора..... СВ-1130/140-48;
- в) номинальная активная мощность генератора ..... 100МВт;
- г) частота вращения ..... 125об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-125000/220-У;

13.Технико-экономические показатели:

- а) срок окупаемости ..... 131мес.;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,34 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения .....68717,94руб/кВт;



## **ВВЕДЕНИЕ**

Гидроэлектростанции занимают особое место в современных энергосистемах, выполняя немало важную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки.

Одним из источников энергии является водопровод, возобновляемый источник энергии, отличный от нефти, газа, твердого топлива и ядерного топлива. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики, в свою очередь, увеличит технический и экономический потенциал страны.

Поэтому гидроэнергетика, как наиболее развитый, экологически чистый и возобновляемый отраслью народного хозяйства, должна стать структурным лидером в развитии электроэнергетики в ближайшие десятилетия.

Целью дипломного проекта является изучение основных этапов проектирования гидроэлектростанции с использованием и закреплением теоретических знаний, а также с помощью инженерного и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## 1 Анализ исходных данных

### Топографические данные

Гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Шилка. Шилка образуется при слиянии рек Онон и Ингода, левая составляющая реки Амура. Шилка протекает в долине между Шилкинским и Амазарским хребтами на севере и Борщовочным хребтом на юге. Длина реки составляет 560 км. Площадь бассейна — 206 тыс.км<sup>2</sup>.

### Климат

В зоне проектируемого гидроузла, территория относится к резко-континентальному климату. Зима, в районе гидроузла, длительная и суровая. Лето короткое и теплое. Средняя температура в летний период времени +21,5°С, а в зимний — -33,2°С.

В среднем за год выпадает около 410мм осадков. Осадки выпадают преимущественно в форме осадков.

### Гидрология

Шилка отличается относительной маловодностью. Среднегодовой расход воды в низовьях — 560м<sup>3</sup>/с, максимальный— 11500м<sup>3</sup>/с. Питание реки смешанное, главным образом дождевое (80%), остальное снеговое. Паводковый период бассейна реки Шилка составляет 120-135дней. Максимальные колебания уровня воды в реки отмечается до 12м. Большую часть года река находится под льдом, освобождаясь от него полностью приблизительно к началу мая.

Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1— Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС

годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср.год.</sub>
1933	147	157	138	215	1597	998	888	871	421	401	169	145	512
1934	131	146	143	201	2082	1900	1103	1002	717	601	315	116	705
1935	155	170	258	474	2248	1726	949	805	514	399	230	108	670
1936	125	141	217	381	2310	2783	2410	1110	924	583	394	167	962
1937	148	198	290	390	3117	2659	1677	1064	691	687	504	164	966
1938	197	211	317	459	2436	2507	2117	1548	791	614	328	175	975
1939	213	239	265	549	2743	1637	1520	1205	543	462	230	158	814
1940	195	233	459	515	1868	1610	1117	802	522	434	271	198	685
1941	234	410	593	774	3942	2763	1634	1091	715	526	275	156	1093
1942	257	310	492	764	2691	1873	1723	946	672	315	232	226	875

Продолжение таблицы 1.1

годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср.год</sub>
1943	213	492	664	704	1979	1910	1170	1193	514	377	178	155	796
1944	146	223	457	666	1537	1684	1383	1017	687	458	216	161	720
1945	143	297	357	517	1508	995	663	717	419	331	213	189	529
1946	169	252	344	481	1719	2332	1537	1260	559	447	493	157	813
1947	125	271	349	703	1715	2026	1752	1512	805	528	287	165	853
1948	125	289	354	408	2509	1866	1614	947	657	652	267	148	820
1949	175	291	357	547	2639	1903	1477	1303	672	553	226	154	858
1950	177	208	381	451	2373	2874	1137	915	731	514	204	190	846
1951	161	254	329	406	1918	1199	841	628	422	375	217	169	577
1952	158	248	337	494	2690	2266	1691	1166	683	514	230	113	883
1953	159	287	388	435	1868	1616	827	777	456	384	213	170	632
1954	167	257	337	474	2729	2469	2430	1058	551	458	254	115	942
1955	124	257	352	404	2417	1423	737	1152	553	593	291	116	702
1956	141	226	324	401	1583	1831	1654	929	515	352	204	117	690
1957	193	252	351	547	2044	2938	1700	1240	657	425	226	121	891
1958	116	297	397	492	2824	3281	3106	1733	598	401	248	115	1134
1959	183	287	358	402	2485	2369	1643	949	597	450	267	110	842
1960	175	269	364	477	2703	2510	2185	1370	542	336	201	118	938
1961	150	328	467	563	1940	2546	1741	1434	653	407	261	135	885
1962	157	234	434	678	1989	1792	850	1909	470	420	214	197	779
1963	173	269	395	490	1675	2034	1081	748	593	499	648	191	733
1964	130	250	346	469	2493	1717	1308	850	538	386	250	195	744
1965	183	365	469	535	2708	1418	890	1186	810	652	351	172	812
1966	138	209	415	537	3771	3127	2037	1142	593	405	248	158	1065
1967	161	244	353	695	1477	1257	1142	1658	701	623	303	127	728
1968	154	230	461	626	2032	1413	782	1581	479	396	218	196	714
1969	143	117	126	998	1501	3697	2010	1548	1023	805	518	182	1056
1970	107	253	400	609	2024	2823	1595	1163	904	845	390	172	940
1971	190	302	478	666	2491	2106	1739	1797	583	410	237	163	930
1972	113	201	410	558	2178	1743	1454	934	687	573	425	167	787
1973	114	175	172	807	2493	2489	2139	1133	697	514	321	115	931
1974	134	251	362	450	1575	1313	746	725	511	484	264	176	583
1975	151	335	535	756	1770	2811	1572	1261	504	563	307	158	894
1976	161	288	397	452	2163	1634	1157	1257	677	821	325	205	795
1977	177	227	359	458	2459	2006	1130	1017	801	717	494	202	837
1978	182	274	466	631	1780	1451	1034	988	517	494	250	193	688
1979	203	175	183	723	2704	2286	1240	1130	615	513	397	199	864
1980	214	172	182	497	1649	1770	1237	858	552	470	249	162	668
1981	175	257	449	631	1607	1270	1083	1223	583	450	272	194	683
1982	155	257	397	459	1457	1467	757	777	466	301	250	150	574
средний	162	252	365	540	2204	2042	1428	1133	622	498	292	160	808

$Q_{\text{max расч.}} = 5949 \text{ м}^3/\text{с}$ . Расчетная обеспеченность в соответствии с классом будущего ГТС.

### Топографические характеристики водохранилища: кривые зависимости.

Полином зависимости  $Z_{\text{ВБ}} = f(V)$ :

$$y = -0,000000155251125288913x^6 + 0,0000547541303319576x^5 - 0,00338999283758312x^4 + 0,0877326782720047x^3 - 1,15336633368861x^2 + 9,57772979629226x + 326,057027541829$$

Полином зависимости  $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}} \text{ лето})$ :

$$y = -0,0000000000000000000612x^6 + 0,000000000000000028530492x^5 - 0,0000000000000535596881971x^4 + 0,0000000005184350289561340x^3 - 0,00000274254236476423x^2 + 0,00865350710841994x + 326,102366546547$$

Полином зависимости  $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}} \text{ зима})$ :

$$y = -0,000000000000000000002334x^6 + 0,0000000000000000087068152x^5 - 0,0000000000001307609586189x^4 + 0,000000000101256841865231x^3 - 0,00000428522230899731x^2 + 0,010816882753943x + 326,102367958782$$

## Требования участников ВХК и потери воды

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

[illegible]

## Данные по энергосистеме

Суточные графики нагрузки Забайкальского РДУ ( $P_{\max} = 987\text{МВт}$ ) района проектирования ГЭС. (зимний, летний) представлены на рисунке 1.1.

Мощность потребления для зимнего и летнего периода представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3— Мощность потребления (зима, лето)

Время	Мощность потр. РДУ (Зима), МВт	Мощность потр. РДУ (Лето), МВт
6	941	653
7	965	676
8	973	697
9	969	727
10	960	748
11	949	744
12	959	753
13	948	744
14	963	747
15	974	744
16	987	737
17	979	746
18	967	740
19	961	739
20	946	729
21	920	733
22	894	733
23	879	723
0	865	687
1	865	665
2	857	651
3	862	648
4	887	636
5	921	638

Суточные графики нагрузки на зимний и летний период представлен на рисунке 1.1.

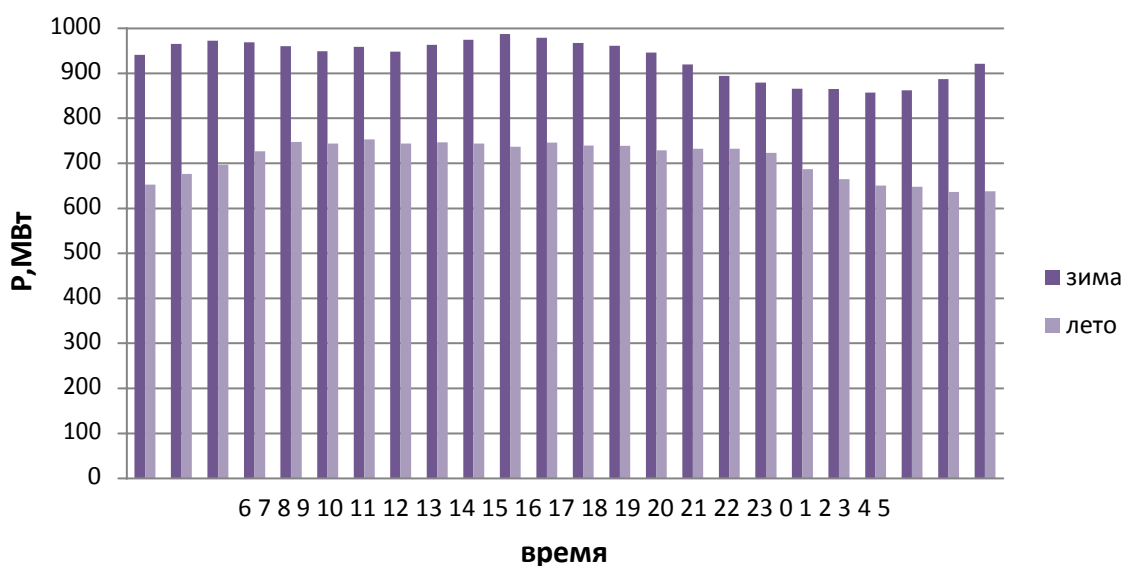


Рисунок 1.1— Суточные графики нагрузки (зима, лето)

Существующие ГЭС представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4— Существующие ГЭС

Название ГЭС	Эгод, млрд. кВтч	Нуст, МВт
Иркутская ГЭС (1/2)	2,050	331,2

Исходные данные энергосистемы:

Аварийный резерв - 0,08%;

Нагрузочный резерв - 0,02%;

Коэффициент мощности  $K_m = 8,6$ ;

Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,51$  м.

## 2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности

### Определение расходов маловодного и средневодного годов в заданном створе.

Исходя из данного гидрографа реки находим среднемеженные, среднегодовые и среднемноголетние расходы за каждый год, ранжируем в порядке убывания (Таблица 2.1).

Маловодный год определяется по расходу, соответствующему 90% обеспеченности, а средневодный— 50%.

Таблица 2.1— Средний годовой, половодный и меженный расходы

m	P, %	год	Q <sub>ср.год</sub> , М <sup>3</sup> /с	год	Q <sub>ср.пол</sub> , М <sup>3</sup> /с	год	Q <sub>ср.меж</sub> , М <sup>3</sup> /с
1	2	1936	962	1969	2189	1941	460
2	4	1969	931	1936	2153	1965	442
3	6	1971	930	1971	2033	1977	429
4	8	1941	926	1966	2019	1976	416
5	10	1966	898	1958	1986	1975	414
6	12	1975	894	1957	1981	1943	412
7	14	1938	892	1952	1953	1942	409
8	16	1957	891	1960	1942	1963	407
9	18	1961	885	1954	1922	1967	401
10	20	1958	884	1961	1915	1972	392
11	22	1952	883	1938	1902	1938	387
12	24	1942	875	1941	1858	1970	385
13	25	1979	864	1975	1854	1937	384
14	27	1954	858	1979	1840	1971	379
15	29	1949	858	1949	1831	1944	377
16	31	1960	854	1950	1825	1981	376
17	33	1973	847	1973	1814	1979	376
18	35	1950	846	1942	1808	1978	376
19	37	1977	837	1947	1751	1949	372
20	39	1948	820	1948	1734	1961	371
21	41	1946	813	1946	1712	1936	367
22	43	1947	812	1977	1653	1973	364
23	45	1965	812	1970	1651	1946	363
24	47	1970	807	1962	1635	1948	363
25	49	1937	799	1937	1629	1950	357
26	51	1943	796	1959	1612	1940	353
27	53	1976	795	1964	1592	1962	351
28	55	1972	787	1972	1577	1952	347
29	57	1962	779	1943	1563	1957	347
30	59	1959	758	1976	1553	1968	345
31	61	1964	744	1965	1551	1947	342

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	год	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с	год	Q <sub>ср.пол</sub> , м <sup>3</sup> /с	год	Q <sub>ср.меж</sub> , м <sup>3</sup> /с
32	63	1963	733	1939	1527	1966	338
33	65	1939	731	1934	1522	1955	336
34	67	1967	728	1956	1499	1958	333
35	69	1944	720	1968	1452	1939	332
36	71	1968	714	1955	1432	1959	332
37	73	1955	702	1935	1432	1974	329
38	75	1956	690	1944	1405	1954	327
39	76	1978	688	1963	1385	1964	321
40	78	1934	688	1967	1384	1980	312
41	80	1940	685	1980	1379	1953	312
42	82	1981	683	1940	1349	1960	310
43	84	1935	670	1978	1313	1945	308
44	86	1980	668	1981	1296	1982	304
45	88	1953	632	1953	1272	1969	302
46	90	1982	574	1982	1115	1951	292
47	92	1974	566	1933	1089	1935	289
48	94	1951	535	1974	1040	1956	285
49	96	1945	529	1951	1022	1934	271
50	98	1933	512	1945	971	1933	224

Для заданной обеспеченности P=90% вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Результаты вычислений сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Коэффициенты маловодного года

Q <sub>90%</sub> 1982 г.	K <sub>половодья</sub>	1
	K <sub>межень</sub>	0,96

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{1982}}{\overline{Q}_{1982}} = \frac{1115}{1115} = 1,0. \quad (2.1)$$

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{1951}}{\overline{Q}_{1982}} = \frac{292}{304} = 0,96. \quad (2.2)$$

Для заданной обеспеченности P=50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год.

Поэтому по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год 1944г. с обеспеченностью P=51% и 1940г. с обеспеченностью P=49% . Результаты вычислений сводим в таблицу 2.3, 2.4.



Таблица 2.3 – Коэффициенты маловодного года

$Q_{49\%}$ 1937 г.	$K_{\text{половодья}}$	1
	$K_{\text{межень}}$	0,93

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{1937}}{Q_{1937}} = \frac{1629}{1629} = 1,0. \quad (2.3)$$

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{1950}}{Q_{1937}} = \frac{357}{384} = 0,93. \quad (2.4)$$

Таблица 2.4 – Коэффициенты маловодного года

$Q_{51\%}$ 1943 г.	$K_{\text{половодья}}$	1,03
	$K_{\text{межень}}$	0,86

$$K_{\text{половодья}} = \frac{Q_{1959}}{Q_{1943}} = \frac{353}{1563} = 1,03. \quad (2.5)$$

$$K_{\text{межень}} = \frac{Q_{1940}}{Q_{1943}} = \frac{357}{412} = 0,86. \quad (2.6)$$

Сравниваем полученные коэффициенты. Год, в котором приведенные коэффициенты которого будут ближе к 1, будет средневодным годом. Исходя из полученных значений коэффициентов средневодным будет считаться 1937 год. Произведем корректировку расходов 1937 года с учетом коэффициентов приведения.

Умножаем месяцы, относящиеся к половодью на  $K_{\text{п}}$ , а месяцы относящиеся к межени на  $K_{\text{м}}$  приводим средневодный год к типичному.

Все результаты представлены в таблицах 2.5 , 2.6.

Гидрограф представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.5 – Гидрологический ряд средневодного года с корректировкой

месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{\text{ср.}}$
исх	168	288	450	690	1517	2259	1677	1064	621	387	304	164	799
привед	156	268	418	641	1517	2259	1677	1064	577	360	282	152	781
с коэф	156	268	418	641	1567	2334	1732	1099	577	360	282	152	799
нов. коэф	0,929	0,929	0,929	0,929	1,033	1,033	1,033	1,033	0,929	0,929	0,929	0,929	
рассч. коэф	0,929	0,929	0,929	0,929	1	1	1	1	0,929	0,929	0,929	0,929	

Таблица 2.6— Гидрологический ряд маловодного года с корректировкой

месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср.</sub>
исх.	155	257	397	459	1457	1467	777	757	466	301	250	150	574
привед	149	247	381	441	1457	1467	777	757	447	289	240	144	566
с коэф	149	247	381	441	1489	1499	794	774	447	289	240	144	574
нов. коэф.	0,96	0,96	0,96	0,96	1,022	1,022	1,022	1,022	0,96	0,96	0,96	0,96	
расч. коэф	0,96	0,96	0,96	0,96	1	1	1	1	0,96	0,96	0,96	0,96	

Гидрограф средневодного и маловодного года представлен на рисунке 2.1.

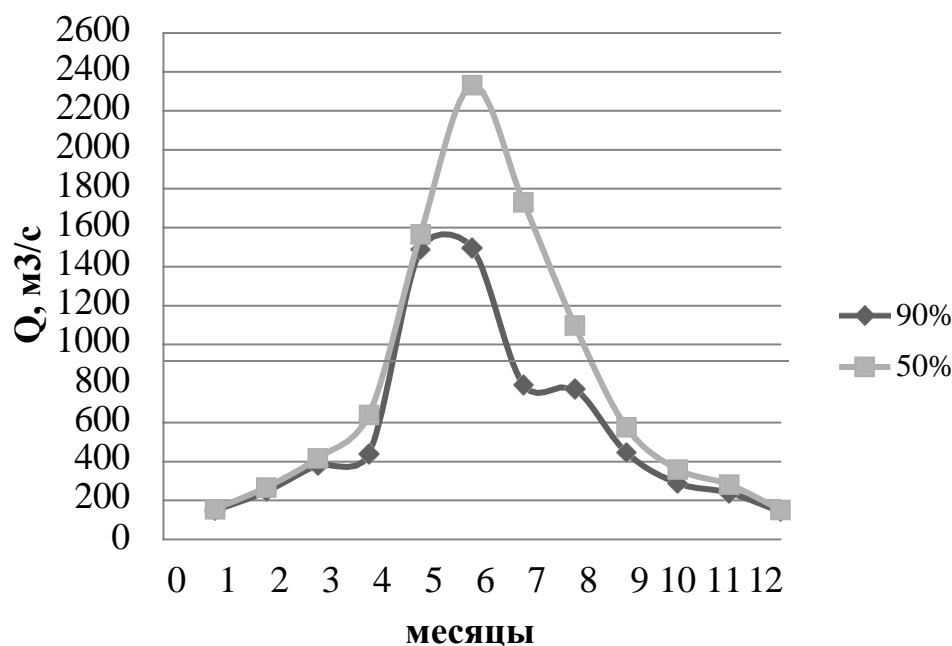


Рисунок 2.1— Годовые графики маловодного и средневодного годов.

### Построение интегральных кривых нагрузки энергосистемы

В таблицах 2.7, 2.8 представлены данные для построения ИКН, для летнего и зимнего периода. Суточный график нагрузки и интегральная кривая за январь-декабрь представлена в приложении.( Приложение А, рисунок А.1).

Таблица 2.7— Данные для построения ИКН (зима)

Зима	P, МВт	P <sub>ранж.</sub> , МВт	ΔP, МВт	t	ΔЭ, МВт·ч	P, МВт	Э тыс. кВт·ч	Э млн. кВт·ч
0	941	987	8	1	8	12	12	0,012
1	965	979	4	2	9	16	21	0,021
2	973	974	2	3	5	18	26	0,026
3	969	973	4	4	16	22	42	0,042
4	960	969	1	5	7	23	49	0,049
5	949	967	2	6	12	25	61	0,061

Продолжение таблицы 2.7

Зима	P, МВт	P <sub>ранж.</sub> , МВт	ΔP МВт	t	ΔЭ МВт·ч	P МВт	Э тыс. кВт·ч	Э млн. кВт·ч
6	959	965	2	7	13	27	74	0,074
7	948	963	3	8	20	30	94	0,094
8	963	961	1	9	7	31	102	0,102
9	974	960	1	10	14	32	115	0,115
10	987	959	9	11	104	42	219	0,219
11	979	949	1	12	14	43	233	0,233
12	967	948	2	13	31	45	264	0,264
13	961	946	4	14	63	50	327	0,327
14	946	941	20	15	296	69	623	0,623
15	920	921	2	16	26	71	649	0,649
16	894	920	26	17	442	97	1091	1,091
17	879	894	7	18	128	104	1219	1,219
18	865	887	8	19	147	112	1367	1,367
19	865	879	14	20	270	125	1637	1,637
20	857	865	1	21	15	126	1651	1,651
21	862	865	3	22	56	129	1708	1,708
22	887	862	5	23	118	134	1826	1,826
23	921	857	857	24	20568	991	22393	22,393

Таблица 2.8– Данные для построения ИКН (лето)

Зима	P, МВт	P <sub>ранж.</sub> , МВт	ΔP МВт	t	ΔЭ МВт·ч	P МВт	Э тыс. кВт·ч	Э млн.кВт·ч
0	653	749	1	1	1	12	12	0,012
1	676	748	1	2	2	13	14	0,014
2	697	747	1	3	3	14	17	0,017
3	727	746	2	4	7	16	24	0,024
4	748	744	0	5	1	16	25	0,025
5	744	744	0	6	1	16	26	0,026
6	749	744	4	7	26	20	52	0,052
7	744	740	1	8	6	20	57	0,057
8	747	739	2	9	20	23	77	0,077
9	744	737	4	10	42	27	119	0,119
10	737	733	0	11	0	27	120	0,120
11	746	733	4	12	46	31	166	0,166
12	740	729	2	13	27	33	193	0,193
13	739	727	4	14	51	36	244	0,244
14	729	723	27	15	398	63	641	0,641
15	733	697	10	16	153	72	795	0,795
16	733	687	11	17	188	84	983	0,983
17	723	676	11	18	201	95	1183	1,183
18	687	665	12	19	221	106	1405	1,405
19	665	653	2	20	42	108	1447	1,447
20	651	651	3	21	69	112	1515	1,515

Продолжение таблицы 2.8

Зима	P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	ΔP МВт	t	ΔЭ МВт·ч	P МВт	Э тыс. кВт·ч	Э млн.кВт·ч
21	648	648	10	22	217	122	1732	1,732
22	636	638	2	23	37	123	1769	1,769
23	638	636	636	24	15275	760	17044	17,044

**Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистем**

Для построения годовых графиков нагрузки необходимы зимняя и летняя максимальная и средняя мощности. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию:

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ t); \quad (2.7)$$

$$a = \frac{P_3 + P_л}{2}; \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_3 - P_л}{2}; \quad (2.9)$$

В таблице 2.9 представлен расчет годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок ЭС.

Таблица 2.9— Расчёт годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок ЭС

a max	b max	a сред	b сред
870	121	813	107
Месяц	Pmax, МВт	Месяц	Pсред., МВт
1	987	1	917
2	956	2	889
3	901	3	841
4	839	4	785
5	784	5	737
6	753	6	710
7	753	7	710
8	784	8	737
9	839	9	785
10	901	10	841
11	956	11	889
12	987	12	917

График максимальных и средних нагрузок энергосистемы представлен на рисунке 2.2.

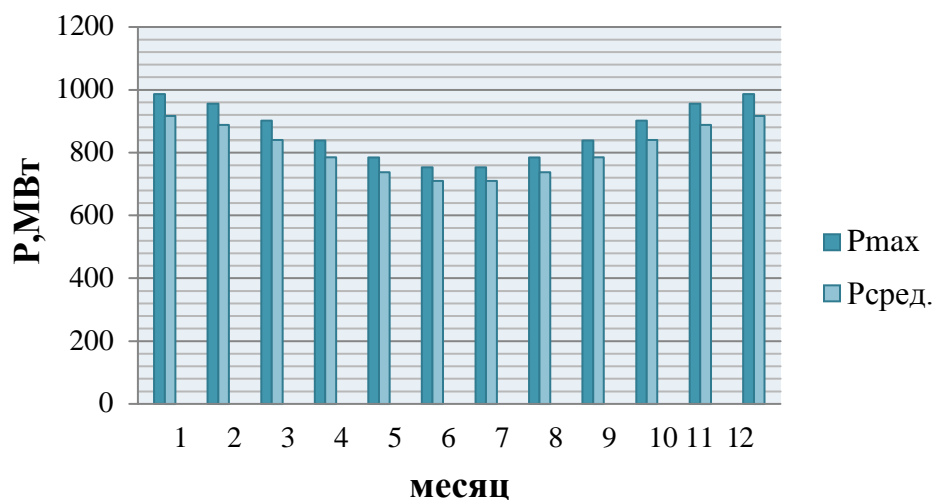


Рисунок 2.2– График максимальных и средних нагрузок энергосистем

### Расчёт режима работы ГЭС с учётом требования ВХК

В таблицах 2.10– 2.15 приведены данные по расчету режима работы ГЭС, ограничения по ВХК, режима работы по водотоку, режима работы по ВХК, сравнения двух режимов и мощности существующей ГЭС ( Иркутская ГЭС).

Таблица 2.10 – Расчёт режима работы ГЭС

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90%	149	247	381	441	1489	1499	794	774	447	289	240	144
Qисп	1	1	1	4	16	16	16	16	8	8	8	4
Qльд.об	6	6	2	1	-15	0	-15	0	1	2	6	6
Qфил	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Qшл. рыб	0	0	29	29	29	29	29	29	29	29	0	0
Сумма всех потерь	13	13	38	40	36	51	36	51	44	45	20	16

Таблица 2.11 – Ограничение по ВХК

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90%	149	247	381	441	1489	1499	794	774	447	289	240	144
QВХК	260	260	520	520	520	520	520	520	520	520	260	260

Таблица 2.12 – Режим работы по водотоку

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q90%	149	247	381	441	1489	1499	794	774	447	289	240	144
Сумма всех потерь	13	13	38	40	36	51	36	51	44	45	20	16
Qпол	136	234	343	401	1453	1448	758	723	403	244	220	128
звб	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377

Продолжение таблицы 2.12

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
знб	327	328	329	330	334	334	331	331	330	329	328	327
Н	49	48	47	47	42	42	45	45	47	48	48	49
Нбыт	57	97	139	161	528	526	295	282	162	101	91	54

Таблица 2.13 – Режим работы по ВХК

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк	260	260	520	520	520	520	520	520	520	520	260	260
звб	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
знб	329	329	330	330	330	330	330	330	330	330	329	329
Н	48	48	47	47	47	47	47	47	47	47	48	48
НВХК	107	107	208	208	208	208	208	208	208	208	107	107

Таблица 2.14 – Сравнение двух режимов

Нбыт	57	97	139	161	528	526	295	282	162	101	91	54
Нвхк	107	107	208	208	208	208	208	208	208	208	107	107
Нбыт-Нвхк	-50	-10	-69	-47	320	318	86	74	-46	-108	-16	-53

Таблица 2.15 – Мощности существующей ГЭС (Иркутская ГЭС)

90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нсущ.ГЭС	281	262	243	225	205	197	197	205	225	243	262	281

Избыток мощности:

$$\sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} (\text{сравнение МВт}) = 398 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

Полученные данные используем для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения водно-энергетического расчета. График баланса энергии представлен на плакате.

Из баланса энергии определены:

Первый месяц начала сработки водохранилища – Сентябрь;

Гарантированная мощность станции  $N_{\text{гар}} = 227 \text{ МВт}$ .

### Сработка – наполнение водохранилища в маловодный год

Сработка водохранилища начинается при отметке НПУ=377м, при которой объем равен  $V_{\text{нач}} = 16,68 \text{ км}^3$ .

В результате расчёта первой итерации водохранилище было переполнено, из чего сделан вывод об увеличении гарантированной мощности и мощностей месяцев, попавших под регулирование. Увеличенные мощности выносятся на баланс энергий. Первая итерация сработки–наполнение водохранилища для маловодного года представлен в приложении. ( Приложение А, таблица А.1).

После расчёта второй итерации получена отметка  $УМО = 366,31\text{м}$ , вторая итерация сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлен в приложении( Приложение А, таблица А.2). Определены гарантированные мощности станции, таблица 2.16.

Таблица 2.16 – Гарантированная мощность станции

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}, \text{МВт}$	227	217	По ВХК								217	227

Результатом расчета является график сработки – наполнение водохранилища в маловодный год ( рисунок 2.3).

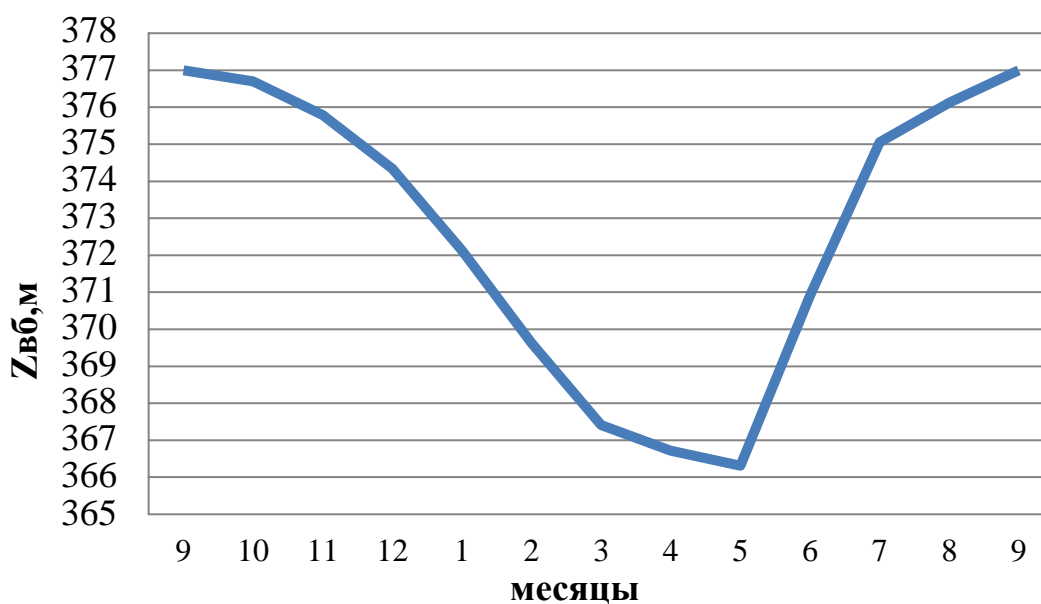


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

### Определение рабочей мощности ГЭС

Рабочую мощность ГЭС определяют по условию вытеснения тепловых мощностей. Для определения рабочей мощности понадобятся суточные график и ИКН каждого месяца. На ИКН откладывают базовые, существующие ГЭС и проектируемой ГЭС, их выработку и мощности.

При распределении полученной выработки на ИКН (части в пиковой зоне и части в базовой), рабочая мощность была определена как сумма мощностей, соответствующим этим двум составляющим выработки:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{база}} ; \quad (2.11)$$

Данные для определения рабочих мощностей представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Данные для определения рабочих мощностей

Месяц	Эгар,млн кВт·ч	Эбаза,млн кВт·ч	Эпик,млн кВт·ч	Нбаза,МВт	Нпик,МВт	Нраб,МВт
I	5,4	1,0	4,4	43	225	268
II	5,2	1,0	4,2	40	215	255
III	3,6	1,9	1,7	80	160	240
IV	3,5	1,9	1,6	79	125	204
V	3,8	2,0	1,8	85	110	195
VI	4,3	2,3	2,0	95	90	185
VII	4,5	2,4	2,1	101	85	186
VIII	4,6	2,5	2,1	103	92	195
IX	4,6	2,4	2,3	102	100	202
X	4,5	2,4	2,1	101	139	240
XI	5,2	1,0	4,2	40	215	255
XII	5,4	1,0	4,4	43	225	268

### Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

Установленная мощность проектируемой ГЭС определяется как сумма максимальной рабочей мощности и резерва.

Баланс мощностей строится на графике максимальных мощностей и представляет собой распределение мощностей на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы, представлен на плакате.

Данные для построения баланса мощности приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Данные для построения баланса мощности

месяц	Система			Сущ. ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р <sub>макс</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>а.р</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>раб.макс</sub>	N <sub>н.р</sub>	N <sub>рем.</sub>	N <sub>раб.макс</sub>	N <sub>а.р</sub>	N <sub>рем</sub>
I	987	20	79	281	6	268	5		438	35	
II	956	19	76	262	5	255	5		439	35	
III	901	18	72	243	5	240	5		418	33	
IV	839	17	67	225	5	204	4		410	33	
V	784	16	63	206	4	195	4		383	31	18
VI	753	15	60	197	4	185	4		371	30	18
VII	753	15	60	197	4	186	4		370	30	18
VIII	784	16	63	206	4	195	4		383	31	18
IX	839	17	67	225	5	202	4	45	412	33	
X	901	18	72	243	5	240	5		418	33	
XI	956	19	76	262	5	255	5		439	35	
XII	987	20	79	281	6	268	5		438	35	

Установленная мощность:



$$N_{уст.} = N_{раб.}^{max} + N_{нр} = 273 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

График баланса мощности представлен на плакате.

### Сработка-наполнение водохранилища в средневодный год

Для средневодного года также проводится расчет режима сработки-наполнения водохранилища, но отметка УМО, полученная из расчетов по условиям маловодного года не изменяется. Строится график сработки-наполнения средневодного и маловодного годов.

Выполнено два вида сработки:

1. По отметкам маловодного года;
2. По мощностям ноября, декабря, января и февраля.

По результатам расчета выбран метод сработки по мощностям . т.к. значение выработки наибольшее.

Сработка-наполнение водохранилища средневодного года приведена в приложении. ( Приложение А, таблица А.3).

График сработки – наполнение за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.4.

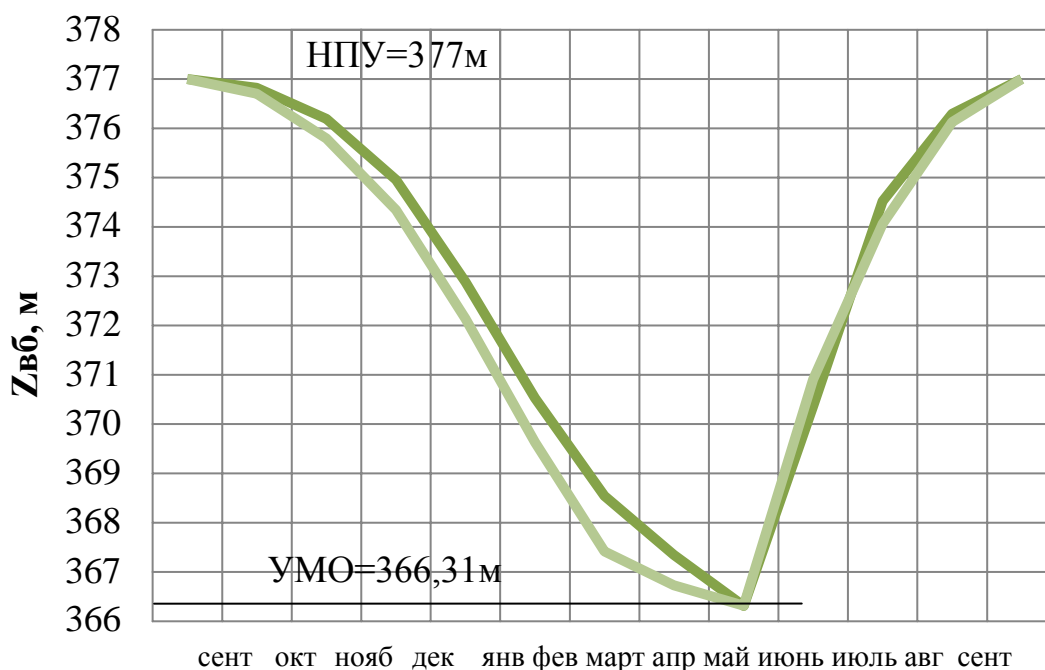


Рисунок 2.4 – График сработки – наполнение за маловодный и средневодный год

### 3 Выбор оборудования

#### Режимное поле

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля. На построенном режимном поле определяют максимальный, расчетный и минимальный напоры, по которым можно определить тип конкретной турбины.

Также на режимном поле наглядно область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС.

Данные для построения приведены в таблице 3.1. Режимное поле приведено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи нб для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия огр. по расчётной Нуст		Линия огр. по проп.спос. ГЭС	
Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нб,лето</sub> , м	Z <sub>нб,зима</sub> , м	H <sub>нпу</sub> , м	H <sub>умо</sub> , м	H <sub>звб1(p)</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	326,10	326,10	50,4	39,7	45,5	51,0	622,4	39,2	809,6
100	326,94	327,14	49,4	38,7	44,5	49,7	638,8	38,5	799,3
200	327,73	328,10	48,4	37,7	43,5	48,4	656,1	37,8	792,0
300	328,47	328,99	47,5	36,8	42,7	47,1	674,4	37,1	784,6
400	329,16	329,81	46,7	36,0	41,8	45,8	693,7	36,4	777,2
500	329,81	330,56	45,9	35,3	41,1	44,5	714,2	35,7	769,7
600	330,41	331,25	45,2	34,6	40,4	43,1	735,8	35,0	762,1
700	330,98	331,89	44,6	33,9	39,7	41,8	758,9	34,3	754,4
800	331,51	332,48	44,0	33,3	39,2	40,5	783,4	33,6	746,7
900	332,01	333,02	43,5	32,8	38,6	39,2	809,6	32,9	738,9
1000	332,48	333,52	43,0	32,3	38,1				
1100	332,92	333,99	42,5	31,8	37,7				
1200	333,33	334,41	42,1	31,4	37,2				

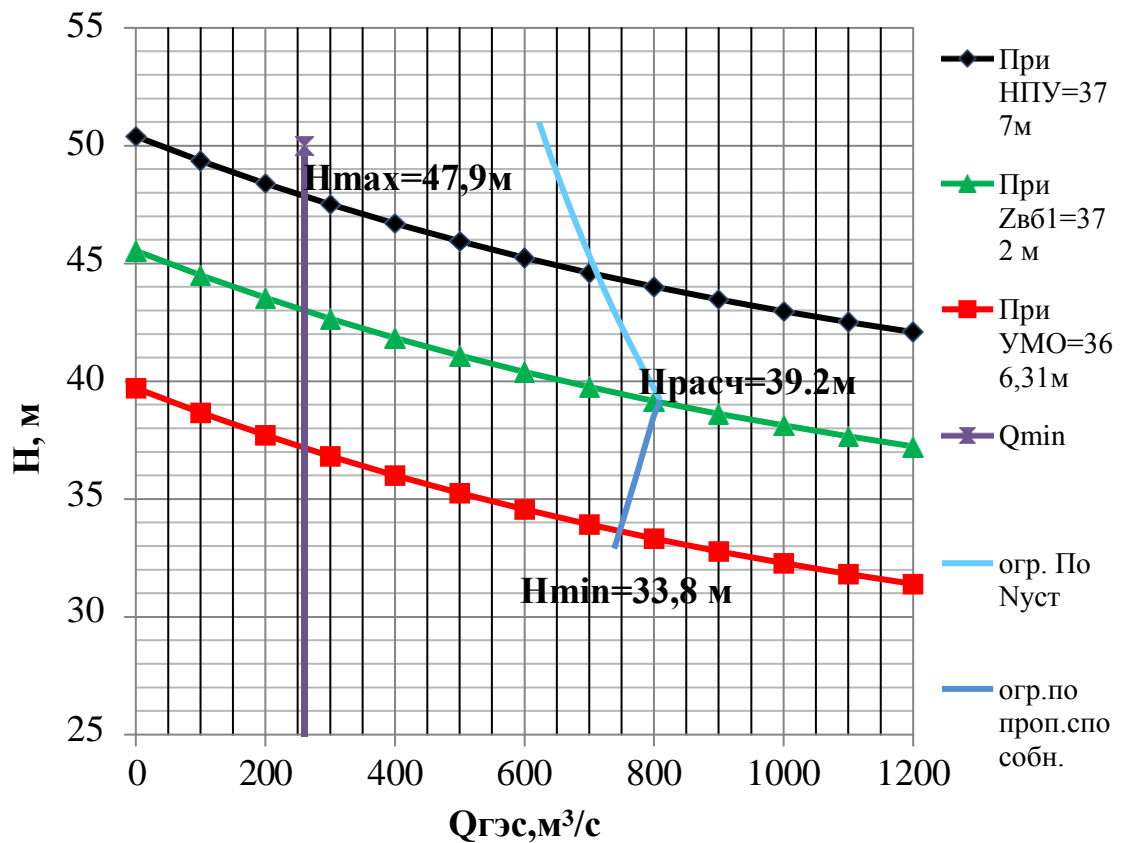


Рисунок 3.1 – Режимное поле

### Выбор системы и типа гидротурбины

Подбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать такие диаметры рабочих колес и синхронной частоты, при которых в области допустимых режимов по расходу и напору проектируемая ГЭС работала с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных гидроагрегатов.

Для исходного диапазона напора выбираются все возможные типы турбин, удовлетворяющие условию:

– значение максимального напора должна быть примерно равен предельному напору выбранного типа, но не превышать его;

Отношение для ПЛ50-В:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред.}}} = \frac{33,8}{50} = 0,67. \quad (3.1)$$

Отношение для ПЛД50-В60<sup>0</sup>:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред.}}} = \frac{33,8}{50} = 0,67. \quad (3.2)$$

Для максимального напора 47,9 м выбираем следующие гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ50-В;
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД50-В60°.

### **Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике**

Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учётом транспортировки к месту монтажа. Вычислим высоту отсасывания, подходящую под условие  $H_s \leq -8$  м, для обеспечения бескавитационной работы гидротурбины.

В таблице 3.2 представлены параметры выбранных типов модельных ГТ.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных ГТ

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60°
$H_{\text{пред.}}, \text{ м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{пред.}}$	0,67	0,67
$n', \text{ мин}^{-1}$	116,5	113
$\eta_{\text{мо}}$	0,887	0,862
$Q_{\text{max}}, \text{ л/с}$	1,52	1,7
$D_{1\text{мод.}}, \text{ м}$	0,46	0,35
$H_{\text{м}}, \text{ м}$	12	5
$t_{\text{мод.}}, ^\circ\text{C}$	21	16
$v_{\text{м}} \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$	0,988	1,11

После определения типа турбины, предварительно намечается расчетная точка Р1, проводя линию по  $n'$ , и в ней определяются значения КПД и приведенного расхода.

Для выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты по следующим далее формулам.

Произведен расчет для турбины ПЛ50-В-600.

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяется по формуле:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[ 1 - \varepsilon + \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{п}}}} \cdot \sqrt{\frac{v_{\text{н}}}{v_{\text{м}}}} \right], \quad (3.3)$$

где  $\eta_{\text{м}}, D_{1\text{м}}, H_{\text{м}}$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$\varepsilon = 0,75$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $v_n, v_m$  – коэффициенты кинематической вязкости для натурной и модельной турбины соответственно.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,887) \cdot [(1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{6}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{39,5}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,51}{0,998}}] = 0,923.$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_{\text{арп.}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.4)$$

где  $Q'_{1p}$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_G$  – средний КПД генератора, предварительно принимаем 0,97.

$$N_{\text{арп.}} = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{39,2} \cdot 0,923 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} = 117,9 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_{\text{арп.}}}, \quad (3.5)$$

где  $N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}} = 273 \text{ МВт}$  – установленная мощность.

$$Z'_{\text{арп}} = \frac{273}{117,9} = 2,31 \approx 3.$$

Как правило, полученное значение округлили в большую сторону до числа агрегатов ( $Z_a$ ) кратного 2 или 3, после чего мощность одного агрегата уточняется по формуле:

$$N_{\text{арп.}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{273}{3} = 91 \text{ МВт.} \quad (3.6)$$

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m} = \frac{0,923}{0,887} = 1,04. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения с учетом поправки:

$$n'_c = \frac{n'_{ip} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{116,5 \cdot \sqrt{1,04 \cdot 39,2}}{6} = 123,99 \text{ об/мин.} \quad (3.8)$$

где  $n'_{ip}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

Из ряда стандартных значений принимаем частоту вращения  $n_c = 125 \text{ об/мин}$ .

Для определения зоны работы на главной универсальной характеристике рассчитаны приведенные частоты при  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ :

$$n'_{imin} = \frac{n_{синх} D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0,5}} = \frac{125 \cdot 6}{(1,04 \cdot 47,9)^{0,5}} = 106,2 \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

$$n'_{imin} = \frac{n_{синх} D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0,5}} = \frac{125 \cdot 6}{(1,04 \cdot 39,2)^{0,5}} = 117,7 \text{ об/мин.} \quad (3.10)$$

$$n'_{imin} = \frac{n_{синх} D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0,5}} = \frac{125 \cdot 6}{(1,04 \cdot 33,8)^{0,5}} = 126,5 \text{ об/мин.} \quad (3.11)$$

где  $n_{синх}$  – стандартное значение синхронной частоты вращения.  
Зная значения  $n'_{imin}$ ,  $n'_{расч}$  и  $n'_{imax}$ , на главной универсальной характеристике проведены линии и определено окончательное расположение рабочей точки, путем подбора  $Q'$  и  $\eta_T$ , при котором выполняется следующее равенство:

При  $H_p$ :

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{2 \cdot 9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гср}} = \frac{91000}{2 \cdot 9,81 \cdot 6^2 \cdot 39,2^{1,5} \cdot 0,97} = 1,08 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.12)$$

При  $H_{max}$ :

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{2 \cdot 9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{гср}} = \frac{91000}{2 \cdot 9,81 \cdot 6^2 \cdot 47,9^{1,5} \cdot 0,97} = 0,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.13)$$

Для ограничения зоны работы слева, рассчитаны приведенные расходы и отложены на ГУХ:

$$Q'_I = \frac{Q_{\eta_{\min}}}{n \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta} = \frac{260}{2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{47,9 \cdot 1,04}} = 0,51. \quad (3.14)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\eta_{\min}}}{n \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta} = \frac{260}{2 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{33,8 \cdot 1,04}} = 0,61. \quad (3.15)$$

где  $n = 2$  – количество турбин при пропуске минимального расхода.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбин выполнены расчеты для ряда других стандартных диаметров.

Зоны работы гидротурбины ПЛ50-В-600 представлен в приложении (Приложение Б, рисунок Б.1).

Результаты расчетов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчёт параметров турбин ПЛ50-В и ПЛД50-В60°

Параметры	ПЛ50-В				ПЛД50-В60°			
$D_1$ , м	4,75	5	5,3	6	4,5	5	5,3	6
$\eta$ , о.е	0,92	0,921	0,922	0,923	0,912	0,913	0,913	0,915
$N'_{\text{агр.}}$ , МВт	73,7	81,7	91,9	117,9	73,3	90,6	101,9	130,7
$Z'$ , шт	3,7	3,34	2,97	2,31	3,72	3,01	2,68	2,09
$Z_a$ , шт	4	4	3	3	4	4	3	3
$N_{\text{агр}}$ , МВт	68,3	68,3	91,0	91,0	68,3	68,3	91,0	91,0
$\Delta_1$ , о.е	1,038	1,038	1,039	1,040	1,058	1,059	1,06	1,06
$n_c$ , об/мин	156,4	148,6	140,3	123,9	161,7	145,6	137,4	121,5
$n_c$ , об/мин	157,8	150	150	125	166,7	150	150	125
$n_{\text{Imin}}$ , об/мин	106,3	106,4	112,7	106,2	105,4	105,3	111,6	105,2
$n'_{\text{Iрасч}}$ , об/мин	117,5	117,6	124,6	117,4	116,5	116,4	123,3	116,3
$n_{\text{Imax}}$ , об/мин	126,6	126,6	134,2	126,5	125,5	125,4	132,8	125,2
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при $H_p$ )	1,3	1,17	1,39	1,08	1,44	1,17	1,39	1,08
$Q'_I \cdot \eta_T$ (при $H_{\max}$ )	0,96	0,87	1,03	0,8	1,07	0,81	1,03	0,80
$Q'_{\text{Imin}}$ , м³/с	0,82	0,74	0,66	0,51	0,90	0,73	0,65	0,51
$Q'_{\text{Imax}}$ , м³/с	0,97	0,88	0,78	0,61	1,07	0,87	0,77	0,6

### Определение допустимой высоты отсасывания

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Высота отсасывания:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.нл.}}, \quad (3.16)$$

где  $B = 10,33\text{м}$  – барометрическое давление;

$\frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900}$  – поправка на высотное расположение ГЭС по отношению к уровню моря;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации;  
 $H$  – напор турбины;  
 $\Delta H_s = 1,5\text{м}$  – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения  $\sigma$  при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;  
 $\Delta Z_{\text{х.нл.}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин:  
– для осевых вертикальных турбин ПЛ ( $\Delta Z_{\text{х.нл.}} = 0$ );  
– для вертикальных радиально – осевых и диагональных РО и ПЛД рассчитывается по формуле:

$$\Delta Z_{\text{х.нл.}} = \frac{B_{0\text{н}}}{2}, \quad (3.17)$$

где  $B_{0\text{н}}$  – высота направляющего аппарата натурной турбины, определяется по формуле:

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot D_{1\text{н}}, \quad (3.18)$$

где  $B_{0\text{м}}$  – высота направляющего аппарата модельной турбины (указано на ГУХ).

Высота отсасывания определяется для трех наиболее опасных режимов:

– Работа одного агрегата при его полной нагрузке и  $H_{\text{max}}$ .

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}}} = 0,877 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{47,9} = 218,5 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

По кривой связи НБ определена отметка  $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 326,73$ . На ГУХ, в точке 2 определен коэффициент кавитации  $\sigma = 0,235$ , все полученные значения подставили в формулу (3.20) высоты отсасывания:

$$H_{\text{s,max}} = 10,33 - \frac{326,93}{900} - 0,191 \cdot 47,9 - 1,5 = -0,68 \text{ м}.$$

Для следующих двух случаев расчет произведен аналогично.

– Работа одного агрегата при его полной нагрузке и  $H_p$ :

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,183 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{39,2} = 266,6 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$



$$H_{s,расч} = 10,33 - \frac{327,11}{900} - 0,293 \cdot 39,2 - 1,5 = -3,02 \text{ м}.$$

– Работа одного агрегата с  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,122 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{33,8} = 234,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

$$H_{s,min} = 10,33 - \frac{326,99}{900} - 0,278 \cdot 33,8 - 1,5 = -0,93 \text{ м}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор отметки рабочего колеса

Марка турбины	$H_{s,max}$	$H_{s,расч}$	$H_{s,min}$
ПЛ50-В-475	-4,47	-11,53	-7,59
ПЛ50-В-500	-2,74	-7,61	-4,38
ПЛ50-В-530	-6,14	-15,84	-10,12
ПЛ50-В-600	-0,68	-3,02	-0,93
ПЛД50-В60 <sup>0</sup> -450	-3,62	-14,39	-8,93
ПЛД50-В60 <sup>0</sup> -530	-5,54	-14,9	-9,59
ПЛД50-В60 <sup>0</sup> -600	1,98	-2,75	-0,4

В результате расчетов, выбрана турбина ПЛ50-В-600, т.к. в зону работы входит точка оптимума КПД при турбине данного диаметра мы получим оптимальное число агрегатов (3) и высоту отсасывания, обеспечивающую бескавитационную работу турбины. Также в дальнейшем для турбины с такими характеристиками будет не сложно подобрать гидрогенератор.

Проточная часть модели турбины ПЛ50-В представлена в приложении ( Приложение Б, рисунок Б.2).

### 3.5 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры

Целью гидромеханического расчет спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане.

Угол охвата спиральной камеры  $\varphi_{сп} = 225^\circ$  – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 6 = 10,43 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 9,35 \text{ м}.$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 8,15 \text{ м}.$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 6 = 2,25 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,25 + 0,0033 \cdot 6 = 2,27 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Допустимая скорость во входном сечении  $v_{\text{вх}} = 5,35 \text{ м/с}$ .

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H \cdot \eta_{\text{онт}}} = \frac{91000}{9,81 \cdot 39,2 \cdot 0,9129} = 259,28 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.25)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{259,2 \cdot 225}{360} = 162 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.26)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{162}{5,35} = 30,28 \text{ м}^2. \quad (3.27)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 10,43 - 4,68 = 5,76 \text{ м}. \quad (3.28)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \text{tg} 15^\circ, \quad (3.29)$$

Отбрасывая один из корней, получили:

$$b_{\text{вх}} = 5,3 \text{ м}.$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Расчет бетонной спиральной камеры представлен в приложении (Приложение Б, таблица Б.1).

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график  $\varphi_{сп} = f(r_i)$ . График представлен на рисунке 3.2.

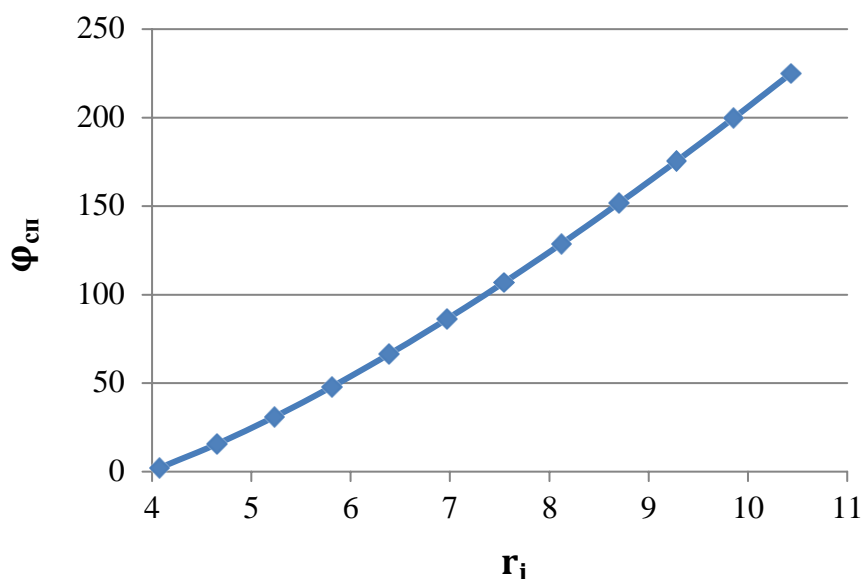


Рисунок 3.2— График зависимости  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода  $B'$ , определяется по ГУХ:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 6 = 17,57 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Ширина подвода оказалась значительно больше допустимых 7 метров, поэтому устанавливается промежуточный бычок, толщина которого равна:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{259,3}{400} = 1,64 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 17,57 + 1,64 = 19,21 \text{ м.} \quad (3.32)$$

План спиральной камеры представлен в приложение (Приложение Б, рисунок Б.3).

## Расчет деталей и узлов гидротурбины

### Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно рассчитывают наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 7,09}{33} \right)^{0,33} = 1,03 \text{ м} \approx 1,1 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Причем  $[\tau_{доп.}] = 30 - 35 \text{ МПа}$ , а крутящий момент  $M_{кр}$  определяют по формуле:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{91000}{125} = 7,09 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.34)$$

### Расчет подшипника

Направляющий подшипник служит для обеспечения неизменного положения оси вала по время работы турбины.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 91000}{125 \cdot 6} = 97,06 \text{ кН}. \quad (3.35)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учётом облицовки принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ , таким образом  $d_{п} = 1,115 \text{ м}$ .

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot \cos \left( \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} \right) + 2 \cdot \cos \left( \frac{2 \cdot 360^\circ}{Z_{сегм}} \right)}, \quad (3.36)$$

$$R_1 = \frac{97,06}{1 + 2 \cdot \cos \left( \frac{360^\circ}{8} \right) + 2 \cdot \cos \left( \frac{2 \cdot 360^\circ}{8} \right)} = 40,44 \text{ кН}.$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot 1,115}{8} = 0,37 \text{ м}. \quad (3.37)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{97,06}{0,37 \cdot 0,3} = 87,44 \text{ кПа}. \quad (3.38)$$

Допускаемая нагрузка на сегмент:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\pi}}{30}; \quad (3.39)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \frac{\pi \cdot 125 \cdot 1,115}{30} = 729,4 \text{ кПа}.$$

### Выбор вспомогательного оборудования

#### Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным типов серийных гидрогенераторов по синхронной частоте вращения и номинальной мощности.

Номинальная мощность определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.}} = \frac{N_{\text{агр.}}}{\cos \varphi} = \frac{91}{0,85} = 108,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.40)$$

где  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности.

По справочным данным выбираем гидрогенератор СВ-1130/140-48.

Каталожные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 — Каталожные данные гидрогенератора

Тип		СВ-1130/140-48
мощность номинальная	полная	117,7МВа
	активная	100МВт
номинальное напряжение		13,8кВ
коэффициент мощности $\varphi$		0,85
частота		50Гц
частота вращения		125 об/мин
номинальный ток статора		4920А
ток ротора при номинальной нагрузке		1300А
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		191В
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $x_d$	0,91
	переходное $x'_d$	0,26
	сверхпереходное $x''_d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности		0,22
емкость обмотки статора		0,82мкФ/фазу

## **Выбор маслonaпорной установки**

Маслонапорная установка (МНУ) предназначена для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбины.

По справочным данным [4, стр. 144], по номограмме для ПЛ турбин принимается тип маслonaпорной установки: МНУ12,5/1-40-12,5-2.

Маслонапорная установка:

- Объем гидроаккумулятора – 12,5 м<sup>3</sup>;
- Состоит из одного сосуда;
- Избыточное давление составляет 4 МПа;
- Объем сливного бака маслonaсосного агрегата 12,5м<sup>3</sup>;
- Имеет 2 насоса.

## **Выбор электрогидравлического регулятора**

Основной задачей регуляторов гидротурбины является поддержание в заданных пределах частоты вращения гидроагрегата и соответственно обеспечение постоянства частоты электрического тока, вырабатываемого гидрогенератором.

По справочным данным [4, стр. 103], определяем тип ЭГР.

Для ПЛ турбин принимаем ЭГРК-100-4:

- ЭГРК – электрогидравлический регулятор с комбинатором;
- Диаметр главного золотника – 100;
- гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

## 4 Электрическая часть

### Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор структурной схемы зависит от надежной работы и экономичности, удобства эксплуатации, оперативной гибкости и безопасности обслуживания.

Рассмотрим 2 типа схем собственных нужд: На рисунке 4.1 и 4.2 изображен одиночный (простой) блок и укрупненный блок с одним трансформатором на два генератора соответственно.

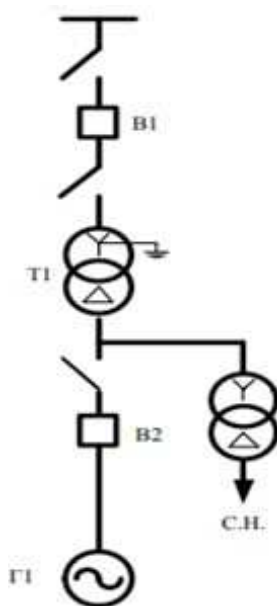


Рисунок 4.1 – одиночный( простой) блок

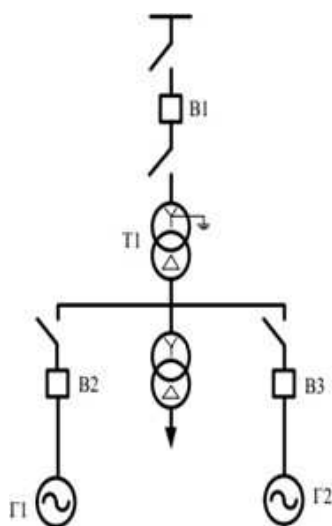


Рисунок 4.2 – укрупненный блок с одним трансформатором на два генератора

## Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

### Выбор повышающего трансформатора для схемы с одиночным блоком

Повышающий трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора.

Номинальная мощность повышающего трансформатора.

При выборе трансформаторов включают следующие определяемые параметры:

- Количество;
- Тип;
- Номинальная мощность.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 116,5 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.1)$$

Каталожные данные выбранного повышающего трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные повышающего трансформатора

трансформатор	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{хх}},$ %
		$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
ТДЦ 125000/220/110	125	242	13,8	11	380	90	0,55

Потери в трансформаторе:

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь  $\tau$ .

Значение максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}^2}{10^4}\right) \cdot 8760 ; \quad (4.2)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000^2}{10^4}\right) \cdot 8760 = 2405 \text{ /год} .$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} , \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;



$T_{пл} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_b = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8728,5 = 785,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно включенных трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.5)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,38}{1} \cdot \left( \frac{114,4}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 765,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$\Delta W_{пот} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_H) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0 = (785,6 + 765,5) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 5583,96 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

Для трех блоков:

$$\Delta W_{пот} = 3 \cdot \Delta W_{пот} = 3 \cdot 5583,96 = 16751,88 \text{ тыс. руб/год}.$$

### **Выбор повышающего трансформатора для схемы с укрупненным блоком**

Расчетная мощность для схемы с укрупненным блоком:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_{Г}} = 2 \cdot \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 232,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

Каталожные данные выбранного повышающего трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Каталожные данные повышающего трансформатора

трансформатор	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{xx}},$ кВт	$I_{\text{xx}},$ %
		$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
ТДЦ 250000/220/110	250	242	15,75	11	600	150	0,5

Потери в трансформаторе:

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь  $\tau$ .

Значение максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\text{max}}^2}{10^4}) \cdot 8760, \quad (4.8)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{4000^2}{10^4}) \cdot 8760 = 2405 \text{ /год}.$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,15 \cdot 8728,5 = 2618,55 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.10)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.11)$$

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,6}{1} \cdot \left( \frac{228,9}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 604,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{пот}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0 = (2618,55 + 604,85) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 11604,24 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.12)$$

Для двух блоков:

$$\Delta W_{\text{пот}} = 3 \cdot \Delta W_{\text{пот}} = 3 \cdot 11604,24 = 23208,48 \text{ тыс. руб/год}.$$

## Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемая на собственные нужды станции составляет 1% от установленной мощности станции.

Доля мощности:

$$P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{ном.ГЭС} = 0,01 \cdot 273 = 2,73 \text{ МВт.} \quad (4.13)$$

По справочным данным выбирается трансформатор СН ТЗС-3200/10, каталожные данные которого приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3— Каталожные данные трансформатора СН

трансформатор	$S_{ном},$ МВА	U, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_{кз},$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$I_{xx},$ %
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
ТСЗ-3200/20	3,2	20	0,4	6	22,1	5,3	0,7

## Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН и марки проводов

Число отходящих линий:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{(K \cdot P_{нат.} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{273 - 2,73}{(1,2 \cdot 120 / 0,85)} + 1 \approx 3. \quad (4.14)$$

где  $P_{нат.}$  — натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ;  
 $\cos \varphi_c$  — коэффициент мощности системы;

$K = 1,2$  — коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ.

Рабочий ток:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{270,27}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,28 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

Расчетный ток:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 0,28 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,29 \text{ кА.} \quad (4.16)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  — коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Суммарное сечение проводов фазы:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_k} = \frac{0,29}{1,1} = 0,263 \approx 263 \text{ мм}^2. \quad (4.17)$$

где  $j_k$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

По величине расчётного тока и сечения для линии напряжением  $U=220\text{кВ}$  выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ .

Аварийный ток:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{270,27}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,35 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{ав}}$ ,  $610\text{А} > 350\text{А}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4– Параметры провода

Марка провода	Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км
АС – 240/32	1	0,118	0,435	2,604

### Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов (25970 тыс.руб.);

$K_{T_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (2660 тыс.руб.);

$K_{\text{ору}}$  – стоимость ячейки ОРУ (17800 тыс. руб.);

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 25970 + 2 \cdot 2660 + 6 \cdot 17800 = 190030 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 25970 + 2 \cdot 2660 + 5 \cdot 17800 = 146260 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + \Delta W_{\text{пот}}, \quad (4.20)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 190030 + 16751,88 = 45256,38 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 146260 + 23208,48 = 45147,48 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{45256,38 - 45147,48}{45256,38} \cdot 100\% = 0,24\%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.1.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

## Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

### Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Активные сопротивления генераторов:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,34}{0,045 \cdot 314} = 0,024 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления генераторов:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,34 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Активные сопротивления трансформаторов:

$$r_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\phi}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,6 \cdot 230^2}{125^2} = 2,03 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 250} = 25,76 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Система:

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{с}}}{T_{a,\text{с}} \cdot \omega} = \frac{198,9}{0,035 \cdot 314} = 18,1 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S} = \frac{230^2}{266} = 198,9 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 74 = 8,73 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 74 = 32,19 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

где  $l$  – длина электропередачи;

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.31)$$

### Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунках 4.3 ,4.4,4.5 представлены исходные данные по узлам, ветвям, генераторам соответственно. Состав для однофазного КЗ на СШ ОРУ 220кВ, состав для трёхфазного КЗ на СШ ОРУ 220кВ и состав для трёхфазного КЗ на выводах генератора приведены на рисунках 4.6,4.7,4.8 соответственно.

Узлы/Несим/ИД								
Ветви/Несим/ИД								
Генератор/Несим								
Состав/Несим								
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	ОРУ		230
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Сеть		230

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/ИД											
Ветви/Несим/ИД											
Генератор/Несим											
Состав/Несим											
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор 1 - Блок 1		
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор 2 - Блок 2		
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор 3 - Блок 3		
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	4	7		Блок 1 - ОРУ	2,03	25,76
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	7		Блок 2 - ОРУ	2,03	25,76
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	6	7		Блок 3 - ОРУ	2,03	25,76
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		ОРУ - Сеть	8,73	32,19

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/МД ✕ Ветви/Несим/МД ✕ Генератор/Несим ✕ Состав/Несим ✕												
	S	s0	N arp	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	15,600
2			2	Генератор 2	2	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	15,600
3			3	Генератор 3	3	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	15,600
4			4	Сеть	8	18,100	198,900	18,100	198,90	18,100	198,90	230,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Узлы/Несим/МД ✕ Ветви/Несим/МД ✕ Генератор/Несим ✕ Состав/Несим ✕																	
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1			1ф	7			8,1713	-85,42			8,1713	-85,42			8,1713	-85,42

Рисунок 4.6 – Состав для однофазного КЗ на СШ ОРУ 220 кВ

Узлы/Несим/МД ✕ Ветви/Несим/МД ✕ Генератор/Несим ✕ Состав/Несим ✕																		
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0
1	1			3ф	7			16,4491	-85,42			0,0000				0,0000		

Рисунок 4.7 – Состав для трёхфазного КЗ на СШ ОРУ 220 кВ

Узлы/Несим/МД ✕ Ветви/Несим/МД ✕ Генератор/Несим ✕ Состав/Несим ✕																	
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1			3ф	1			26,6682	-85,96			0,0000				0,0000	

Рисунок 4.8 – Состав для трёхфазного КЗ на выводах генератора

Результаты расчетов токов КЗ в заданных точках приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ в заданных точках

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	7	24,51	60,72
3ф	7	16,45	40,74
3ф	1	26,67	67,91

### Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Утяжеленный режим – это режим, при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или с профилактическим ремонтом.

Обычно такой режим принимают в качестве расчетного, когда в электроустановке протекает наибольший ток.

Рабочий (нормальный) режим – это режим, при котором значения параметров не выходят за пределы допустимых.

Для выбора аппаратов и проводников в рабочих режимах нужно знать значения рабочих токов присоединений нормального и утяжеленного режимов.

Наибольший расчетный ток присоединения генераторов:



$$I_{\Gamma, \text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} ; \quad (4.32)$$

$$I_{\Gamma, \text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{117,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,17 \text{ кА} .$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{Т,раб max}} = \frac{S_{\text{Т,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,313 \text{ кА} . \quad (4.33)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{353,1}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,308 \text{ кА} . \quad (4.34)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{353,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,463 \text{ кА} . \quad (4.35)$$

### **Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13.8 кВ**

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}} ; \quad (4.36)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}} ; \quad (4.37)$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}} ; \quad (4.38)$$

Сводные данные по выбору генераторного выключателя представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводные данные по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/6300 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 26,67 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.}} = 90 \text{ кА}$	$I_{\text{м}} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 67,91 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 26,67^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 28,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 =$ $= 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В таблице 4.7 представлены приборы, устанавливаемые в цепях генераторов.

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность, (ВА)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АКПЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АКПЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

### Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–1. Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20–1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Г.раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{Г}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

## Выбор параметров ОРУ

### Выбор выключателей и разъединителей

В таблице 4.10 приведены сводные данные по выбору генераторного выключателя и разъединителя.

Таблица 4.10 – Сводные данные по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВББ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 16,45 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	—
$i_y = 40,74 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 16,45^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 10,82 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

### Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВББ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройства релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, ЛЭП.

### Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-1130/140-48 :

- Продольная дифференциальная защита генератора ( от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканиях и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защита силового трансформатора ТДЦ 125000/220-У:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю сети 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на 13,8кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока — защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220кВ:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

### Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{н2}^{(1)} = \frac{P_{ном}/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{100/0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,92 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

где  $P_{ном}$  – номинальная активная мощность генератора;  
 $\cos\varphi$  – коэффициент мощности генератора;  
 $U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генераторного напряжения приведенного к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{нг}^{(2)} = \frac{I_{нг}^{(1)} \cdot K_{сх}}{K_{тт}} = \frac{4920 \cdot 1}{5000/5} = 4,92 \text{ А.} \quad (5.2)$$

где  $K_{сх} = 1$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{ном,ВГ1} = \frac{I_{ном,рот}}{1,2255} \cdot U_{ном,рот} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 191 = 203 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 250кВА.

Выполним пересчет тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном},2} = \frac{S_{\text{ном.ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{250 \cdot 10^3}{191} = 1308,9 \text{ А.} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном},2}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1308,9}{1500/5} = 4,37 \text{ А.} \quad (5.5)$$

## Описание защит и расчет их уставок

### Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительности ( $I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном.}}$ ) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора :  $I_{\text{ном.}} = 4920 \text{ А.}$

Коэффициент трансформации трансформатора  $K_{\text{ТТ}} = 5000/5$ .

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина  $I_{\text{ср.0}}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ном.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{ном.}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{нб(н)}} = 0,05 \cdot 4920 = 246 \text{ А.}$$

где  $K_{\text{ОДН}} = 0,5$  — коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$  — относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  — коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ном.}} = 0,15 \cdot 4920 = 738 \text{ А.}$$

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{Т}}$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_{\text{Т}}$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{АП}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$I_{\text{макс}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{макс}} = \frac{E'_g}{x''_d} \cdot I_{\text{ном.}} = \frac{1}{0,21} \cdot 4920 = 23428,6 \text{ А.} \quad (5.9)$$

где  $E'_g$  – сверхпереходное ЭДС генератора;

$x''_d$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 23428,6 = 2342,9 \text{ А.} \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент апериодической составляющей.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{нб(кз)}} \cdot K_N}{I_T}, \quad (5.11)$$

где  $K_N = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

Тогда:

$$K_T > \frac{2342,9 \cdot 2}{23428,6};$$

$$K_T > 0,2.$$

$K_T$  принимается равным 0,35.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{нт}} = \frac{I_{\text{ср.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43. \quad (5.12)$$

Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие:



$$B > \frac{I_{CP.0}}{K_T} = 0,43 \quad (5.13)$$

Принимаем типовое значение уставки  $B=1,5$ .

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

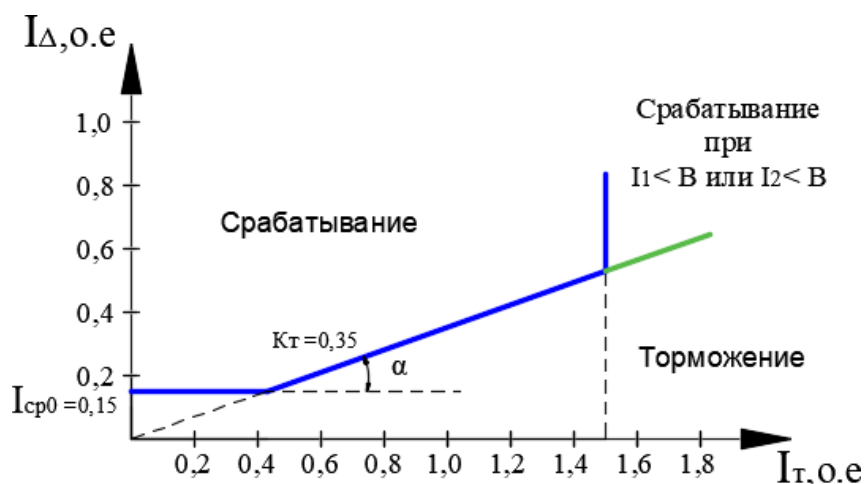


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, остановка турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

### **Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_N(U_0)$ )**

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган  $U_0$ , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, которое измеряется обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ ) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$  приведена на рисунке 5.2.

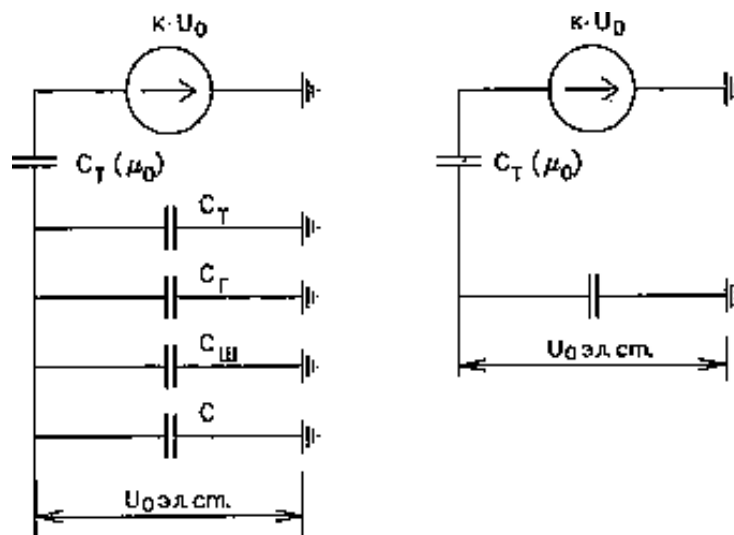


Рисунок 5.2— Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_{\Gamma}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{Ш}}$  – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.14)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,35 = 1,185 \text{ мкФ/ф.}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение напряжения  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью,  $K = 0,5$ ;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_T(\mu_0)$ .

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.16)$$

$$U_{0 \text{ Эл.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,185} = 233 \text{ В.}$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,185 = 8,88 \text{ А.} \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.СТ.}}, \quad (5.18)$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;  
 $n_{\text{TH}}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

$$U_{\text{CP}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 233}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}};$$

$$U_{\text{CP}} \geq 4,61 \text{ В.}$$

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган  $U_{03}$  реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа  $U_{03}$  уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.19)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 31,2 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

### **Защита от повышения напряжения ( $U_1>$ ), ( $U_2>$ )**

1) Уставка защиты  $U_2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.20)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган  $U_1>$  с уставкой  $1,2 \cdot U_H$ , предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1>$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_1>$  рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

### **Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )**

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междупазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.22)$$

где  $I_2$ — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_H$ — номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.23)$$

где  $A = 20$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ( $I_{2\text{СИГН}}$ ) срабатывающий при увеличении тока  $I_2$  выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_N$ .

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{МАКС}} = 600$  с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{\overline{A}}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.25)$$

где  $K_N = 1,2$  – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_N; \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$ :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}; \quad (5.28)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.29)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) представлена на рисунке 5.3.

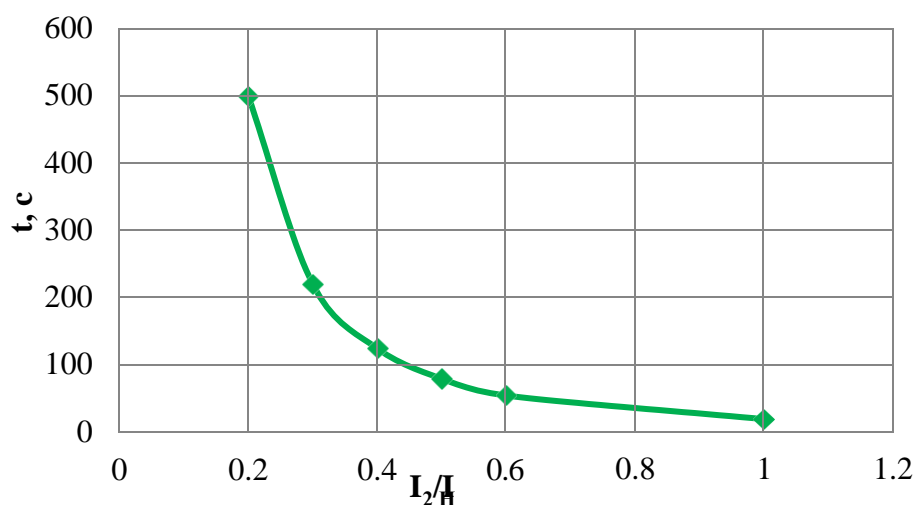


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$ .

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 120 \text{ с}$ ).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{отс}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d\text{ВН}}'' + x_{\text{л}} + x_{\text{Т}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (64,58 + 0,023 + 0,1)} =$$

$$= 0,0059 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

где  $X_{d\text{ВН}}''$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси.

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left( \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,21 \cdot \left( \frac{242}{13,8} \right)^2 = 64,58. \quad (5.31)$$

где  $X_{\text{Т}}$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{117,7}{21} = 0,1. \quad (5.32)$$

где  $X_{\text{л}}^*$  – сопротивление лени в относительных единицах.

$$X_{\text{л}}^* = X_{\text{л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 10,73 \cdot \frac{117,7}{230^2} = 0,023. \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0059 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21. \quad (5.34)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

## Защита от симметричных перегрузок( $I_1$ )

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.35)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9$  с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) представлена на рисунке 5.4.



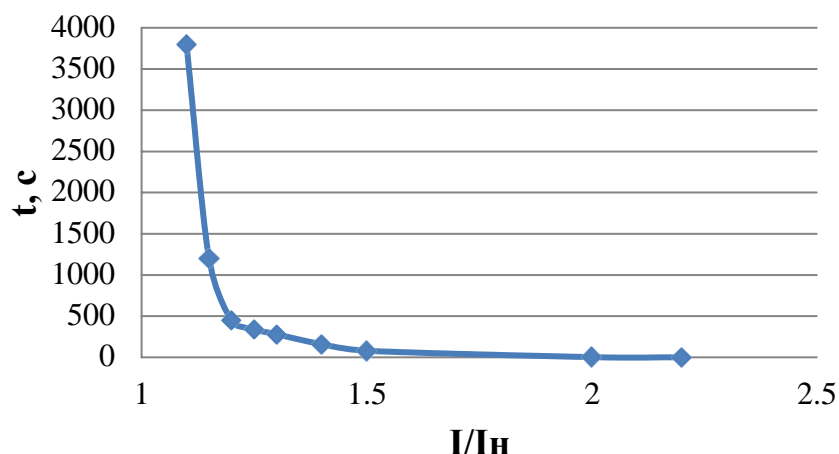


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{10\text{ТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.37)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению  $U_{\Gamma} < U_{\text{н}}/K_B$ . Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В}. \quad (5.38)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Шилковская ГЭС –п/ст Могоча :

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 23,27 + \frac{0,8}{3} \cdot 8,04 = 39,38 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

где  $K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{125} = 46,55 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{117,7}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{117,7}{230^2} \cdot 32,19 = 0,083.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,083 \cdot 1,62 = 0,134 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

где  $Z_6$  определяется по формуле:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{117,7} = 1,62. \quad (5.41)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,162 \cdot \frac{5000}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,17 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,17 \text{ Ом.}$

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции  $\Delta Z$ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее,  $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/с}$ .

Принимаем  $\Delta Z = 40 \text{ Ом/с}$ .

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4920} = 1,62 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

где  $I_{\text{НАГР}}$  – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$  (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,91} = 3,35. \quad (5.44)$$

где  $I_{\text{В.Х.Х.}}$  – ток ротора холостого хода, А;

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.46)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 65,86^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,57 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,57 \cdot 5000/5}{13,8/0,1} = 4,13 \text{ OM.} \quad (5.49)$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{CM1} = 0,021 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CM2} = 0,085 \text{ Ом}$ .

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

## Защита от перегрузки обмотки ротора

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P\text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.P}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.P}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.P}. \quad (5.50)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа:

$$I_{P\text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.P}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.P}. \quad (5.51)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. В таблице 5.3 представлены перегрузочные способности обмотки ротора.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

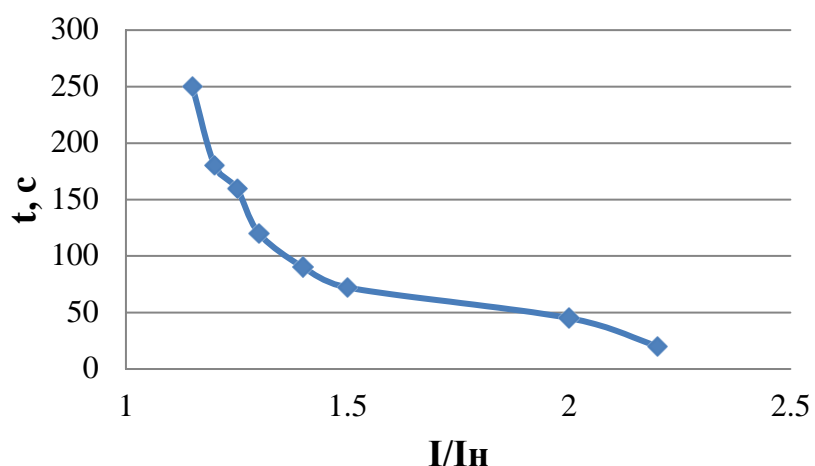


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,244 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.52)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

### **Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор**

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защит.

## Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
			Коэффициент торможения, $K_T$	0,35	-
			Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,46 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 А
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$		Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
		ОТС I	$I_{2C.З.}$	$0,21 \cdot I_H$	1,03 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,26 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,41 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	7,53 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,083	0,134 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,57 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P CИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,67 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,81 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,244 \cdot I_{НОМ.P}$	9,81 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Матрица отключений защит

Защиты			Действие						
Наименование	Обозначение		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение секц. выключателя
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+			
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$						+	
		$t_2$	+	+	+				
	$U_0$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$						+
			$t_2$				+		
			$t_3$	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	$t_1$						+
			$t_2$				+		
			$t_3$	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступень	$t_1$						+
			$t_2$				+		
			$t_3$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				



## 6 Проектирование сооружений напорного фронта

### Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.1)$$

где  $\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона;  
 $a$  – величина запаса, для II класса сооружения  $a = 0,6$  м;  
Высота ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.2)$$

где  $v_w = 24$  м/с – скорость ветра;  
 $K_w = 2,46 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра;  
Длина разгона волны при  $\alpha = 0^\circ$ :  
 $L = 980$  м.  
Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{377 - 326}{2} = 25,5 \text{ м}. \quad (6.3)$$

Таким образом, высота ветрового нагона из формулы (3.3) равна:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,46 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{980 \cdot 24^2}{9,81 \cdot 25,5} \cdot 1 = 0,00555 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Определение параметров волнового воздействия.  
Вычисляют безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 980}{24^2} = 16,69. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829. \quad (6.6)$$

где  $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$  – период развития волн на водохранилище.  
Данные для определения параметров волны приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Данные для определения параметров волны

$\frac{gL}{v_w^2} = 16,69$		$\frac{gt}{v_w} = 8829$	
$\frac{gT}{v_w}$	$\frac{gh}{v_w^2}$	$\frac{gT}{v_w}$	$\frac{gh}{v_w^2}$
0,9	0,0075	3,82	0,076

По графику [14, Приложение А, рис А. 1] используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны и среднюю высоту волны:

$$T = \frac{0,9 \cdot v_w}{g} = \frac{0,9 \cdot 24}{9,81} = 2,201 \text{ с.} \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{0,0075 \cdot v_w^2}{g} = \frac{0,0075 \cdot 24^2}{9,81} = 0,44 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Вычисляют среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{gT^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,201^2}{2 \cdot 3,14} = 7,56 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходимо проверить условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$  на глубоководность, если условие не выполнено, то считается мелководной зоной:

$$25,5 > 0,5 \cdot 7,56;$$

$$25,5 > 3,78.$$

Условие выполнено, зона глубоководная, расчеты подтверждены.  
Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.10)$$

где  $K_i = 2,08$  – коэффициент, определяемый по графику [14, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v_w^2}$  (для глубоководной зоны).

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,44 \cdot 2,08 = 0,915 \text{ м.}$$

Определяют отметку гребня бетонной плотины для основного сочетания нагрузок по формуле (6.1):

$$\nabla \text{ГБП} = 377 + 0,915 + 0,00555 + 0,6 = 378,52 \text{ м} .$$

## Гидравлические расчеты

### Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}} = Q_{\text{макс.}}^{\text{осн.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) , \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}} = 4810 - 228 \cdot (3 - 1) = 4354 \text{ м}^3/\text{с} .$$

где  $Q_{\text{макс.}}^{\text{осн.}} = 4810 \text{ м}^3/\text{с}$  — максимальный основной расчетный расход для ГТС II класс;

$Q_{\text{ГА}}$  — расход через один гидроагрегат ГЭС.

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{агр.}}}{9,81 \cdot H_{\text{н}} \eta} = \frac{91 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 44,05 \cdot 0,95} = 228 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

$$H_{\text{осн.}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.}}^{\text{осн.}}) = 377 - 332,94 = 44,05 \text{ м}. \quad (6.13)$$

где  $n$  — количество гидроагрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{q_{\text{в}}} = \frac{4354,04}{52,05} = 83,65 \text{ м} . \quad (6.14)$$

где  $q_{\text{в}}$  — удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 41,64 = 52,05 \text{ м}^2/\text{с} . \quad (6.15)$$

где  $q_{\text{р}}$  — удельный расход на рисберме:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = 6 \cdot 6,94 = 41,64 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.16)$$

где  $h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ДНА} = 6,94 \text{ м}$  — глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{\text{осн.мах}}$  (рис.1.4) ;

$[v_h] = 6 \text{ м/с}$  — допустимая скорость для скальных оснований.

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону до стандартного:

$$B = b \cdot n , \quad (6.17)$$

где  $n$  – число пролетов ( не менее 2–3);

$b$  – стандартная ширина пролета, м, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов- изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимает 3 пролета стандартной ширины 30 м, тогда ширина водосливного фронта будет равна:

$$B = 3 \cdot 30 = 90 \text{ м}$$

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b , \quad (6.18)$$

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 30;$$

$$\delta_B \geq (3,6 \div 4,8) \text{ м} .$$

Выбираем толщину быка , равной 5м.

Полная ширина водосливного фронта, с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_B = 30 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 5 = 100 \text{ м} . \quad (6.19)$$

### Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления  $-H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления  $-H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4354,04}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,92 \text{ м} . \quad (6.20)$$

где  $m$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [14, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч.}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{4354,04}{0,49 \cdot 0,982 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 8,02 \text{ м} . \quad (6.21)$$

где  $\sigma_n = 1$  – коэффициент подтопления [14, раздел 6-3] .

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45 \cdot 7,92}{3 \cdot 30} = 0,982. \quad (6.22)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. величины  $a$ , и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 8,02 - \frac{1,1 \cdot 0,85^2}{2 \cdot 9,81} = 7,97 \text{ м}. \quad (6.23)$$

где  $v_0$  определяется по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{(\nabla \text{НПУ} - \Delta \text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.24)$$

$$v_0 = \frac{4354,04}{(377 - 326)(90 + (3 - 1) \cdot 5)} = 0,85 \text{ м/с}.$$

где  $\delta_B = 5 \text{ м}$  – толщина быка.

$B$  – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если такой есть.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст.}} = 377 - 8 = 369 \text{ м}. \quad (6.25)$$

где  $H_{\text{ст.}}$  – стандартный напор, м, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом.

$$H_{\text{ст.}} = 8 \text{ м}$$

Отметка верха быка:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст.}} = 369 + 1,6 \cdot 8 = 381,8 \text{ м}. \quad (6.26)$$

## Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяем напор на гребне водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая ( $P_{0,1\%}$ ):

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{пов. расч.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5519}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,27 \text{ м.} \quad (6.27)$$

где  $Q_{\text{пов. расч.}}$  – расчетный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{\text{пов. расч.}} = Q_{\text{пов. макс.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) - Q_c, \quad (6.28)$$

где  $Q_c$  – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения  $Q_c = 0$ .

$B$  – ширина водосливного фронта.

$$Q_{\text{пов. расч.}} = 5949 - 215 \cdot (3 - 1) = 5519 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H_{\text{пов.}} = \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{пов. макс.}}) = 379 - 333,6 = 45,4 \text{ м.} \quad (6.29)$$

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{агр.}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн.}} \cdot \eta} = \frac{91 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 45,4 \cdot 0,95} = 215 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.30)$$

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{пов. расч.}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{5519}{0,49 \cdot 0,979 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,4 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.32)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45 \cdot 9,33}{3 \cdot 30} = 0,979.$$

Напор на гребне водослива без учета скорости при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов.}} = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 9,4 - \frac{1,1 \cdot 1,04^2}{2 \cdot 9,81} = 9,33 \text{ м.} \quad (6.33)$$

где  $v_0$  определяется по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{пов. расч.}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \Delta \text{ДНО})(B + (n - 1) \cdot \delta_{\text{Б}})}, \quad (6.34)$$

$$v_0 = \frac{5519}{(379 - 326)(90 + (3 - 1) \cdot 5)} = 1,04 \text{ м/с.}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 369 + 9,33 = 378,3 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданный ФПУ, следовательно, пропускная способность обеспечивается, вследствие чего выбираем исходную отметку  $\nabla \text{ФПУ} = 379 \text{ м}$ .

Проектную отметку гребня сооружения напорного фронта принимаем наибольшую из:  $\nabla \text{ГБП} = 378,55$  и  $\nabla \text{ГБ} = 381,8 \text{ м}$ .

$\nabla \text{ГП} = 381,8 \text{ м}$ .

### Построение профиля водосливной грани

Координаты для построения оголовка профиля типа А для напора приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2—Координаты для построения оголовка профиля типа А для напора

х	у	х · Н <sub>ст</sub>	у · Н <sub>ст</sub>
0	0,126	0	1,008
0,1	0,036	0,8	0,288
0,2	0,007	1,6	0,056
0,3	0	2,4	0
0,4	0,006	3,2	0,048
0,5	0,027	4	0,216
0,6	0,06	4,8	0,48
0,7	0,1	5,6	0,8
0,8	0,146	6,4	1,168
0,9	0,198	7,2	1,584
1	0,256	8	2,048
1,1	0,321	8,8	2,568
1,2	0,394	9,6	3,152

Продолжение таблицы 6.2

x	y	x · H <sub>ст</sub>	y · H <sub>ст</sub>
1,3	0,475	10,4	3,8
1,4	0,564	11,2	4,512
1,5	0,661	12	5,288
1,6	0,764	12,8	6,112
1,7	0,873	13,6	6,984
1,8	0,987	14,4	7,896
1,9	1,108	15,2	8,864

Оголовок безвакуумного водослива типа А приведен на рисунке 6.1.

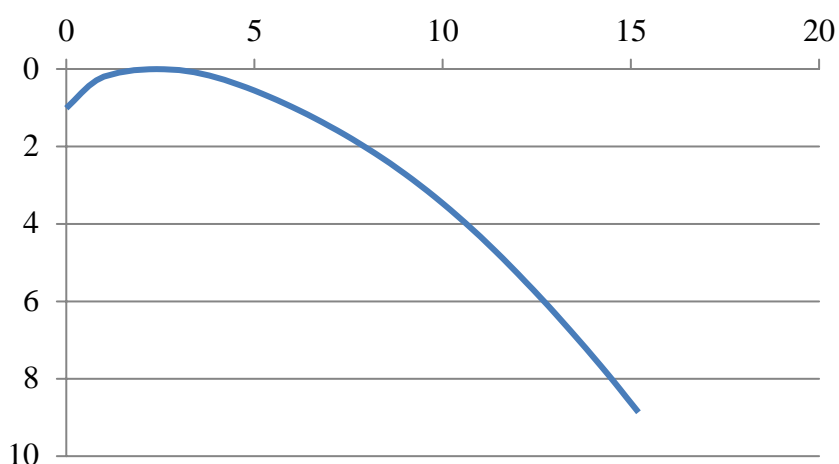


Рисунок 6.1— Оголовок безвакуумного водослива типа А

### Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определим тип гидравлического прыжка.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot (Q_{расч.}^{осн.})^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 g}}, \quad (6.36)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4354^2}{(90 + (3 - 1) \cdot 5) \cdot 9,81}} = 5,96 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 377 - 326 = 51 \text{ м.} \quad (6.38)$$



Для определения типа сопряжения бьефов, необходимо рассчитать сопряженные глубины.

Первая сопряженная глубина:

$$h_{c(1)} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - 0)}}, \quad (6.39)$$

где  $q_c$  определяется по формуле:

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч.}}^{\text{осн.}}}{B_B} = \frac{4354}{100} = 43,54 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.40)$$

$$h'_c = \frac{43,54}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81(51 - 0)}} = 1,52 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Уточняем величину  $h_{c(1)}$ :

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h_{c(1)})}}, \quad (6.42)$$

$$h'_c = \frac{43,54}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81(51 - 1,52)}} = 1,55 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_p}{h'_c} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.44)$$

$$h''_c = \frac{1,55}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{5,96}{1,55} \right)^3} - 1 \right) = 15,77 \text{ м}. \quad (6.45)$$

$h'_c \geq h_{\text{НБ}}$  ( $15,77 \geq 6,94$ ) сопряжение по типу гидравлического отогнанного прыжка.

### 6.2.6 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40м гашения энергии осуществляется способом свободно отброшенной струи.

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{\text{НБ}max} + 2 = 7,57 + 2 = 9,57 \text{ м.} \quad (6.46)$$

где  $h_{\text{НБ}max}$  – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$  при  $Q_{\text{расч.}}^{\text{пов.}}$

Отметка носка:

$$\nabla \text{НОС} = \nabla \text{ДНА} + a = 326 + 9,57 = 335,57 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НОС} = 377 - 335,57 = 41,43 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Скорость потока на носке:

$$v_{\text{н}} = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_{\text{н}}} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 41,43} = 25,65 \text{ м/с.} \quad (6.49)$$

где  $\varphi = 0,9$  – коэффициент скорости потока.

Высота потока воды на носке:

$$h_{\text{н}} = \frac{q}{v_{\text{н}}} = \frac{43,54}{25,65} = 1,7 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{н}}^2}{g \cdot h_{\text{н}}} = \frac{25,65^2}{9,81 \cdot 1,7} = 39,45. \quad (6.51)$$

Тогда, коэффициент аэрации  $k_a = 0,8$ .

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа:

$$L = k_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left( \left( 1 + \left( \frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right)^{0,5} + 1 \right), \quad (6.52)$$

где  $\alpha = 30^\circ$  – угол схода струи с трамплина.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} - h_{\text{НБосн}} = 377 - 326 - 6,94 = 44,06 \text{ м.} \quad (6.53)$$

$$\begin{aligned} L &= 0,8 \cdot 41,43 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30^\circ) \left( \left( 1 + \left( \frac{44,06}{41,43} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = \\ &= 49,87 \text{ м.} \end{aligned}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4z_0$ , где  $z_0$  – напор, создаваемый плотиной. Выполним проверку:

$$z_0 = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{ДНА} = 379,55 - 326 = 53,55 \text{ м}. \quad (6.54)$$

$$49,87 > 0,4 \cdot 53,55;$$

$$49,87 > 21,42 - \text{условие выполнено.}$$

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 19,94 - 6,94 = 13 \text{ м}. \quad (6.55)$$

где  $t$  определяется по формуле:

$$t = (0,1 + 0,42 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{н}}, \quad (6.56)$$

$$t = (0,1 + 0,42 \cdot \sqrt[4]{39,45}) \cdot \sqrt{39,45} \cdot \sqrt{\frac{6,94}{1}} \cdot 1,7 = 19,94 \text{ м}.$$

где  $d$  – средняя крупность отдельностей в скале, принимаем  $d = 1 \text{ м}$ .  
Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1} = 49,12 + \frac{19,94}{0,68} = 78,44 \text{ м}. \quad (6.57)$$

где  $\text{tg} \alpha_1$  определяется по формуле:

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5 \cdot h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}}, \quad (6.58)$$

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81(0,5 \cdot 1,7 \cdot \cos 30^\circ + 9,57 - 6,94)}{25,65^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,68.$$

где  $a$  – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 5,96 + 3,7 \cdot 13 = 63 \text{ м} . \quad (6.59)$$

### **Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы**

Площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{во} = \frac{Q_{расч}}{\mu \sqrt{2 \cdot g \cdot Z}}, \quad (6.60)$$

где  $Q_{расч}$  – расход, сбрасываемый через одно отверстие;  
 $\mu = 0,81$  – коэффициент расхода;

$$Z = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДО} = 377 - 330,15 = 46,85 \text{ м} . \quad (6.61)$$

$\nabla \text{ДО}$  – отметка центра выходного отверстия.

$$Q_{расч} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{(6.25 + 5.73) \cdot 10^9}{8 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 578 \text{ м}^3/\text{с} . \quad (6.62)$$

$$\omega_{во} = \frac{578}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,85}} = 23,53 \text{ м}^2 .$$

Задавшись предварительной площадью отверстия  $\omega_{от} = 12$  , размеры которого  $4 \times 3 \text{ м}$  рассчитаем количество отверстий:

$$n = \frac{\omega_{во}}{\omega_{от}} = \frac{23,12}{12} = 1,92 . \quad (6.63)$$

Количество отверстий принимает  $n = 2$ .

### **Конструирование плотины**

#### **Определение ширины подошвы плотины**

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий наименьшую ширину понизу, является наиболее экономичным. На рисунке 6.2 приведена схема треугольного профиля плотины.

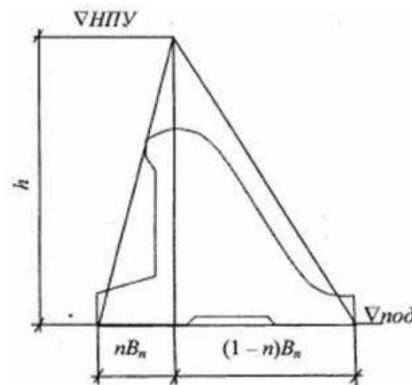


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Ширина подошвы плотины:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.64)$$

где  $\alpha_1 = 0,5$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов;

$\rho_w$  – плотность воды;

$\rho_6$  – плотность бетона.

Высота плотины:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 377 - 324 = 53\text{ м}. \quad (6.65)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.66)$$

где  $f = 0,78$  – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины.

В таблице 6.3 приведен расчет  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$ .

Таблица 6.3 – Расчет зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

$n$	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,1	38,97	43,21
0,2	39,73	40,46

Продолжение таблицы 6.3

$n$	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,2	39,73	40,46
0,3	40,77	38,04
0,4	42,16	35,89
0,5	44,01	33,97
0,6	46,48	32,25
0,7	49,86	30,69
0,8	54,67	29,28
0,9	62,03	27,99
1	74,95	26,81

Определение ширины подошвы плотины представлено на рисунке 6.3.

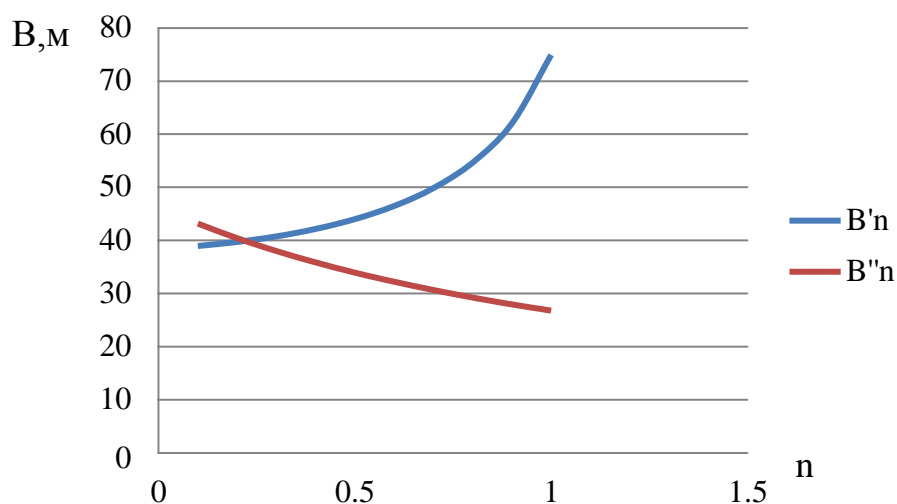


Рисунок 6.3 – Определение ширины подошвы плотины

Пересечение графиков в точке  $B = 40,5\text{ м}$  и  $n = 0,2$ .

Принимаем ширину подошвы плотины  $B = 41$ .

### Разрезка бетонных плотин швами

Разрезаем водосбросную плотину деформационными швами.

Принимаем расстояние между швами равным 35 метров.

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 0,7 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

### Быки

На водосливе устраиваем разрезные быки толщиной 5 м для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки будут

выдвинуты в верхний бьеф на 12,8м для установки крана и организации площадки хранения ремонтных затворов.

### Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи на отметках 322,57 и 348,6м.

Расстояние от напорной грани до верховой грани продольной галереи  $a$  следует назначить не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр.м}}, \quad (6.67)$$

где  $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{гал} = 377 - 328,6 = 48,4\text{м}$  – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр.м} = 25$  – величина критического среднего градиента напора .

$$a \geq \frac{48,4 \cdot 1,2}{25} = 2,32 .$$

Принимаем расстояние  $a = 2,5\text{м}$ .

Продольную галерею на отметке 348,06м устраиваем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей принимаем: смотровая – 2х2,5м; цементационно-дренажная – 3х3,5 м.

### 6.4.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и наклонный дренаж под углом 40° к вертикали для уменьшения фильтрационного давления.

Толщина противофильтрационной завесы:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр.м}}, \quad (6.68)$$

где  $\Delta H_3$  – потери напора на завесе;

$J_{кр.м} = 15$  – критический градиент напора на завесе.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы принимаем

$$l_3 = 2,5 + 1,75 = 4,25\text{м}. \quad (6.69)$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = (0,5 \div 0,8) \cdot 49,92 = (24,9 \div 39,9) . \quad (6.70)$$

Принимаем  $h_{\text{зав}} = 25\text{м}$  .

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,8) \cdot h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot 25 = (12,5 \div 20) , \quad (6.71)$$

Принимаем  $h_{\text{др}} = 15\text{м}$ .

### Определение основных нагрузок на плотину

На рисунке 6.4 представлено поперечное сечение тела плотины и быка.

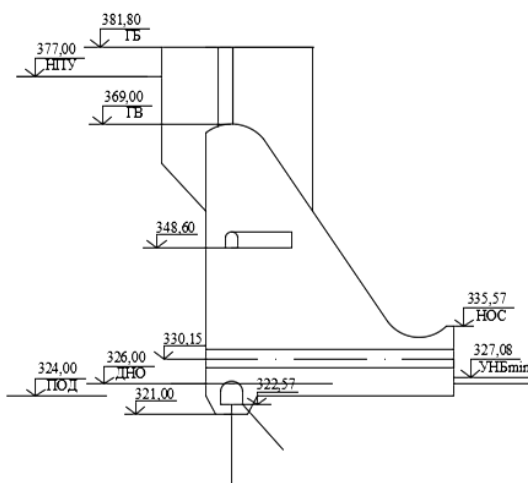


Рисунок 6.4— Поперечное сечение тела плотины и быка

### Вес сооружения и затворов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1117,12 \cdot 30 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{30 + 5} = 22544,16 \text{кН/м}. \quad (6.72)$$

где  $S_{\text{пл}}$  — площадь поперечного сечения плотины;

$b$  — ширина пролета;

$\rho_{\text{Б}}$  — плотность бетона;

$\delta_{\text{Б}}$  — толщина быка

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{Б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1567,54 \cdot 5 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{30 + 5} = 5272,31 \text{кН/м}. \quad (6.73)$$

Вес плоского затвора (по формуле А.Р. Березинского):



$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 315 \sqrt{315} \cdot 9,81 = 3016,46 \text{ кН}. \quad (6.74)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (379 - 369 + 0,5) \cdot 30 = 315 \text{ м}^2. \quad (6.75)$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{3016,46}{30 + 5} = 86,18 \text{ кН/м}. \quad (6.76)$$

### Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
– с верхнего бьефа

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 53^2}{2} = 13778,1 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

где  $h_1$  определяется по формуле:

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 377 - 324 = 53 \text{ м}. \quad (6.78)$$

– с нижнего бьефа

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,08^2}{2} = 46,53 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

где  $h_2$  определяется по формуле:

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 327,08 - 324 = 3,08 \text{ м}. \quad (6.80)$$

$\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 327,08 \text{ м}$  – уровень нижнего бьефа при  $Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{сан.}})$ .

На рисунке 6.5 приведены эпюры гидростатического давления воды в верхнем и нижнем бьефах.

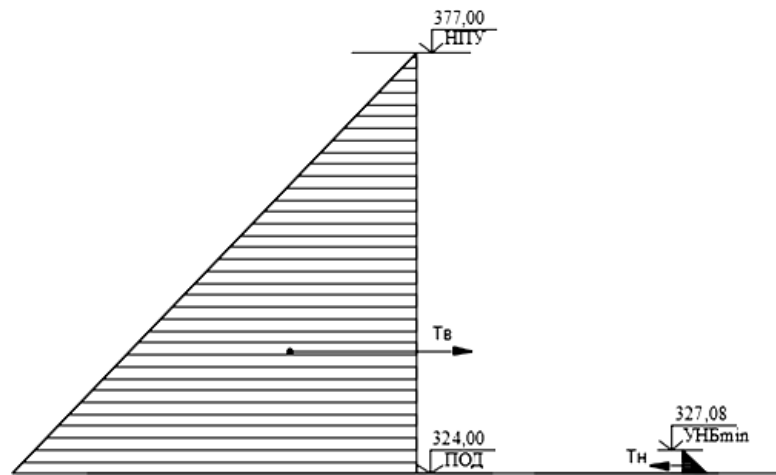


Рисунок 6.5– Эпюры гидростатического давления воды в верхнем и нижнем бьефах

### Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв.}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{Эп}} , \quad (6.81)$$

где  $B$  – ширина подошвы.

$$W_{\text{взв.}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 145,27 = 1425,09 \text{ кН/м.}$$

Эпюра взвешивающего давления представлена на рисунке 6.6.

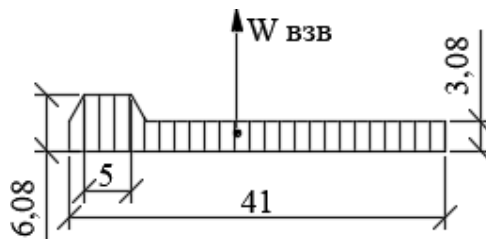


Рисунок 6.6– Эпюра взвешивающего давления

### Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} = 377 - 327,08 = 49,92 \text{ м.} \quad (6.82)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49,92 = 19,97 \text{ м.} \quad (6.83)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 49,92 = 9,98 \text{ м.} \quad (6.84)$$

С помощью программы AutoCAD определили площадь эпюры фильтрационного давления  $S_{\text{эп.}} = 354,96 \text{ м}^2$ .

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп.}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 354,96 = 3482,15 \text{ кН}. \quad (6.85)$$

Эпюра фильтрационного давления приведена на рисунке 6.7.

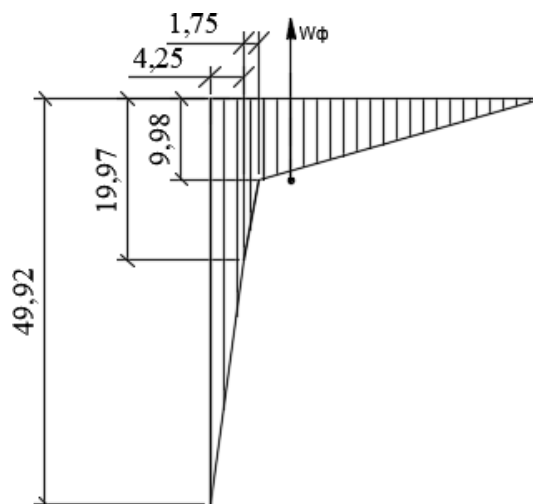


Рисунок 6.7— Эпюра фильтрационного давления

### Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.86)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  — удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_{\text{н}}$  — толщина слоя наносов, принимаем 2м;  
 $\varphi_{\text{н}}$  — угол внутреннего трения наносов, принимаем  $20^\circ$ .

$$p_{\text{н}} = 9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 8,82 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м. :

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{8,82 \cdot 2}{2} = 8,82 \text{ кН/м}. \quad (6.88)$$

На рисунке 6.8 представлена эпюра давления наносов.

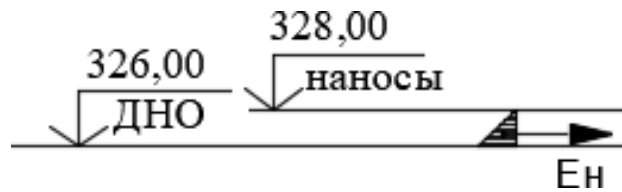


Рисунок 6.8— Эпюра давления наносов

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом.

$$p_{\text{акт.гр}}^I = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.89)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 36^\circ$  — угол внутреннего трения грунта — гранит.

$$p_{\text{акт.гр}}^I = 9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot tg \left( 45 - \frac{36^\circ}{2} \right) = -56,47 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

$$p_{\text{акт.гр}}^{II} = \left( \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{взв.гр}} \cdot h_{\text{гр}} \right) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.91)$$

$$p_{\text{акт.гр}}^{II} = (9 \cdot 2 + 18,83 \cdot 2) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{36^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 60 \cdot tg \left( 45 - \frac{36^\circ}{2} \right) = -46,69 \text{ кН/м}^2, \quad (6.92)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{взв.гр}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w, \quad (6.93)$$

$$\gamma_{\text{взв.гр}} = 26 - (1 - 0,27) \cdot 9,81 = 18,83 \text{ кН/м}^3.$$

где  $\gamma_{\text{гр}} = 26 \text{ кН/м}^3$  — удельный вес сухого грунта;

$n_0 = 0,27$  — пористость грунта;

$\gamma_w$  — удельный вес воды.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{\text{акт}} = \left( \frac{p_{\text{акт.гр}}^I + p_{\text{акт.гр}}^J}{2} \right) \cdot h_{\text{гр}} = \left( \frac{-56,47 - 46,69}{2} \right) \cdot 2 = -103,16 \text{ кН/м}, \quad (6.94)$$

Так как полученное значение отрицательное, отсюда следует, что активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа:

$$p_{\text{п.гр}}^I = \gamma_{\text{взв.гр}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right), \quad (6.95)$$

$$p_{\text{п.гр}}^{II} = 18,83 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left( 45 + \frac{36^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 60 \cdot \text{tg} \left( 45 + \frac{36^\circ}{2} \right) = 380,57 \text{ кН/м}^2.$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п.м. длины плотины соответствует площади эпюры пассивного давления грунта:

$$E_{\text{п}} = \frac{p_{\text{п.гр}}^{II} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{380,57 \cdot 2}{2} = 380,57 \text{ кН/м}. \quad (6.96)$$

Эпюра пассивного давления приведена на рисунке 6.9.

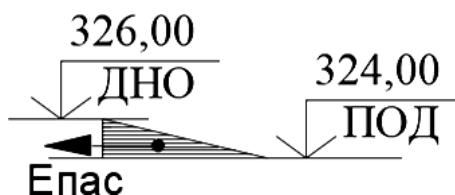


Рисунок 6.9– Эпюра пассивного давления

### 6.5.6 Волновое давление

Определим равнодействующую волнового давления по формуле А.Л.Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\lambda_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.97)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,915 \cdot \left( \frac{7,56}{3,14} + \frac{0,35}{2} \right) = 11,59 \text{ кН}.$$

где  $h_0$  определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,915^2}{7,56} = 0,35 \text{ м.} \quad (6.98)$$

Линия действия равнодействующей  $W_{\text{волн}}$  находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\lambda_{\text{ст}}}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{7,56}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,915 = 0,86 \text{ м.} \quad (6.99)$$

$$M_B = W_{\text{волн}} \cdot l_B = 581177,75 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (6.100)$$

где  $l_B$  определяется по формуле:

$$l_B = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД} = 377 - 0,86 - 324 = 52,14 \text{ м.} \quad (6.101)$$

Высота треугольника:

$$W_{\text{волн}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_n = \frac{1}{2} \cdot a \cdot (1,1h_{1\%} + 8h_{1\%}) = 11,59 \text{ кН.} \quad (6.102)$$

где  $a$  определяется по формуле:

$$a = \frac{W_{\text{волн}}}{\frac{1}{2} \cdot (1,1h_{1\%} + 8h_{1\%}) \cdot \gamma_n}, \quad (6.103)$$

$$a = \frac{11,59}{\frac{1}{2} \cdot (1,1 \cdot 0,915 + 8 \cdot 0,915) \cdot 9,81} = 0,28 \text{ м.}$$

На рисунке 6.10 представлена эпюра волнового давления.

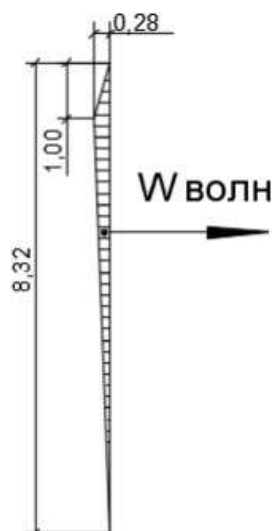


Рисунок 6.10— Эпюра волнового давления

### Оценка прочности плотины

Расчет плотины производится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для удобства расчетов составлена таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки, действующие на плотину, умноженные на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4— Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кН·м
$G_{пл}$	0,95	↓	-21416,96	5,97	-123680,25
$G_б$	0,95	↓	-5008,68	8,93	44727,51
$q_з$	0,9	↓	-77,56	17,28	-1340,24
$T_в$	1	→	13778,10	17,67	243413,10
$T_н$	1	←	-46,53	1,02	-47,36
$W_{взв.}$	1	↑	1425,09	2,15	3063,94
$W_ф$	1	↑	3482,15	10,48	36492,93
$W_{волн}$	1	→	11,59	52,98	614,03
$E_н$	1,2	→	10,58	2,67	28,25
$E_п$	0,8	←	304,46	0,67	-288,1
$\Sigma N$			-21595,96		
$\Sigma M$			109410,63		

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м. длины):

– для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.104)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{21595,96}{41} + \frac{6 \cdot 109410,63}{41^2} = -136,21 \text{ кПа}. \quad (6.105)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;  
 $M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;  
 $B$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.106)$$

где  $H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа.

$$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 377 - 324 = 53 \text{ м}. \quad (6.107)$$

$$\sigma_x^u = -136,21 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 53 \cdot (1 - 0^2) = -519,93 \text{ кПа}.$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u, \quad (6.108)$$

где  $m_u = \text{tg} \alpha_1 = 0$  – т.к напорная грань вертикальна;

$\alpha_1$  – угол между напорной гранью и горизонталью.

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 53 - 138,2) \cdot 0 = 0.$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.109)$$

$$\sigma_1^u = -136,21 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 53 \cdot 0^2 = -136,21 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 53 = -519,93 \text{ кПа}.$$

– для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2}, \quad (6.110)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{21595,96}{41} - \frac{6 \cdot 108843,07}{41^2} = -917,25 \text{ кПа}.$$



$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.111)$$

где  $m_t = \operatorname{tg} \alpha_2 = 0,7$ ;

$\alpha_1$  – угол между низовой гранью и горизонталью.

$H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа, определяется по формуле:

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}}(Q_{\min}) - \nabla_{\text{ПОД}} = 327,08 - 324 = 3,08 \text{ м}. \quad (6.112)$$

$$\sigma_x^t = -917,25 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 3,08 \cdot (1 - 0,7) = -458,51 \text{ кПа}.$$

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.113)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 3,08 - 917,25) \cdot 0,7 = 620,74.$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.114)$$

$$\sigma_3^t = -917,25 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 3,08 \cdot 0,7^2 = -1381,51 \text{ кПа}.$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 3,08 = -30,21 \text{ кПа}. \quad (6.115)$$

где  $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$  – нормальные напряжения по горизонтальным и

вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней;

$\tau_{xy}^u, \tau_{xy}^t$  – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным

площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$  – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины.

Изгибающий момент относительно середины расчетного сечения почасовой стрелке со знаком "+", против часовой стрелки – со знаком "-".

Нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком "+", сжимающие – со знаком "-".

Все расчеты сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5– Напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_x$	-519,93	-458,51
$\sigma_y$	-136,21	-917,25
$\sigma_1$	-136,21	-30,21
$\sigma_3$	-519,93	-1381,51
$\tau_{xy}$	0	620,74

## Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений, необходимо проверить выполнение следующих условий на прочность плотины:

1. Во всех точках плотины

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b , \quad (6.116)$$

где  $R_b$  – расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$  – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$  – коэффициент условий работы.

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1381,51| \leq 0,9 \cdot 19650;$$

$$1657,81 \leq 17685 .$$

Условие выполнено.

В проекте применяем бетон класса В15 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 19650$  кН/м².

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 , \quad (6.117)$$

$$-136,21 < 0 .$$

Условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u , \quad (6.118)$$

$$|-136,21| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 53;$$

$$|-136,21| \geq 129,98 .$$

Условие выполнено.

## Расчет устойчивости плотины

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_t} \geq k , \quad (6.119)$$

где  $R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности( силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_б + q_з - W_ф - W_{взв}) \cdot tg\varphi + E_{п} \cdot \gamma_c + c \cdot \omega , \quad (6.120)$$

где  $\gamma_c = 0,7$  – коэффициент условия работы для пассивного давления;  
 $\omega = 1 \cdot B = 41 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.

$$R = (21416,96 + 5008,68 + 77,56 - 3482,15 - 1425,09) \cdot 0,7 + 304,46 \cdot 0,7 + 60 \cdot 41 = 17790,29 \text{ кН/м} .$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_в - T_н + W_{волн} + E_н = 13778,1 - 46,53 + 11,59 + 10,58 = 13753,74 \text{ кН/м} . \quad (6.121)$$

$$\frac{17790,29 \cdot 0,95}{13753,74 \cdot 1} \geq 1,2;$$

$$1,22 \geq 1,2 .$$

Профиль плотины удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига.

## **7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

### **Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Ниже представлена оценка объемов реализации, приведенная в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	273	273	273	273	273
Число часов использования установленной мощности	Часы	7300	7300	7300	7300	7300
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1992900	1992900	1992900	1992900	1992900
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	19929	19929	19929	19929	19929
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1972971	1972971	1972971	1972971	1972971
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	205,6	212,5	219,0	225,5	231,8
НДС к выручке	млн.руб	34,26	35,41	36,50	37,59	38,64

Из таблицы 7.1 видно, что в первые годы эксплуатации ГЭС наблюдается рост выручки, обусловленный ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042гг.

### **Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	69,67
Прочие	274,0	74,80
Итого по ГЭС	529,2	144,47

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.2.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
1-5 год	0,06
6-15 год	0,09
15-25 год	0,14
Свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38.руб/Мвт	36,96
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,0003118тыс.руб/Мвт · ч	0,75
Итого		40,29

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт · ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	21,23	74,42	100,42	106,25	106,25
Расходы на страхование, млн.руб.	10,76	33,36	45,45	49,24	48,22
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	48,16	144,47	144,47	144,47	144,47
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	13,45	41,70	56,81	61,56	60,28
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	13,43	40,29	40,29	40,29	40,29
Налог на воду, млн.руб.	2,8	11,32	11,32	11,32	11,32
Итого, млн.руб.	109,85	345,57	398,77	413,14	410,85

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).

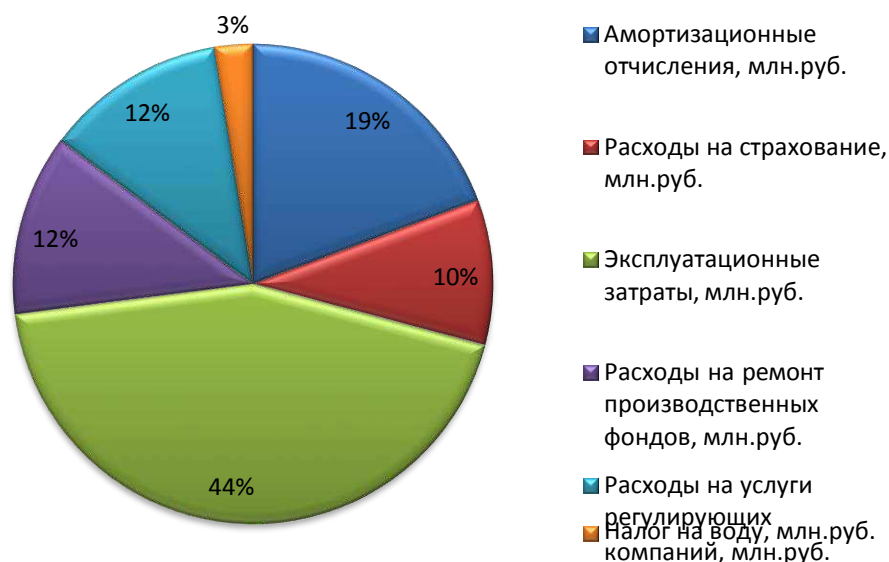


Рисунок 7.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольший процент, при оценке текущих затрат, приходится на амортизационные отчисления, т.к они включают в себя множество расходов по сравнению с расходами на страхование.

### Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	373,13	386,59	399,58	411,82	424,07
НДС, млн.руб.	376,20	475,94	488,47	500,24	512,03
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	55,36	55,36	55,36	55,36	55,36
Налог на имущество, млн.руб.	113,44	111,10	108,76	106,42	104,09
Итого, млн.руб.	923,78	1040,63	1063,82	1085,48	1107,19

По окончании строительства ГЭС основная часть денежных средств на налоговые расходы необходимы на НДС и на налог на прибыль.

### Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	704,04	2183,31	2249,69	2320,71	2385,08
Текущие расходы, млн.руб.	109,85	345,57	398,77	413,14	410,85
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	700,27	2171,99	2238,37	2309,39	2373,76
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	491,24	1857,98	1870,66	1927,14	1993,85
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	70,36	371,59	374,13	385,43	398,77
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	420,89	1486,38	1496,52	1541,71	1595,08
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Показатели изменения чистой прибыли по годам можно увидеть на рисунке 7.2.

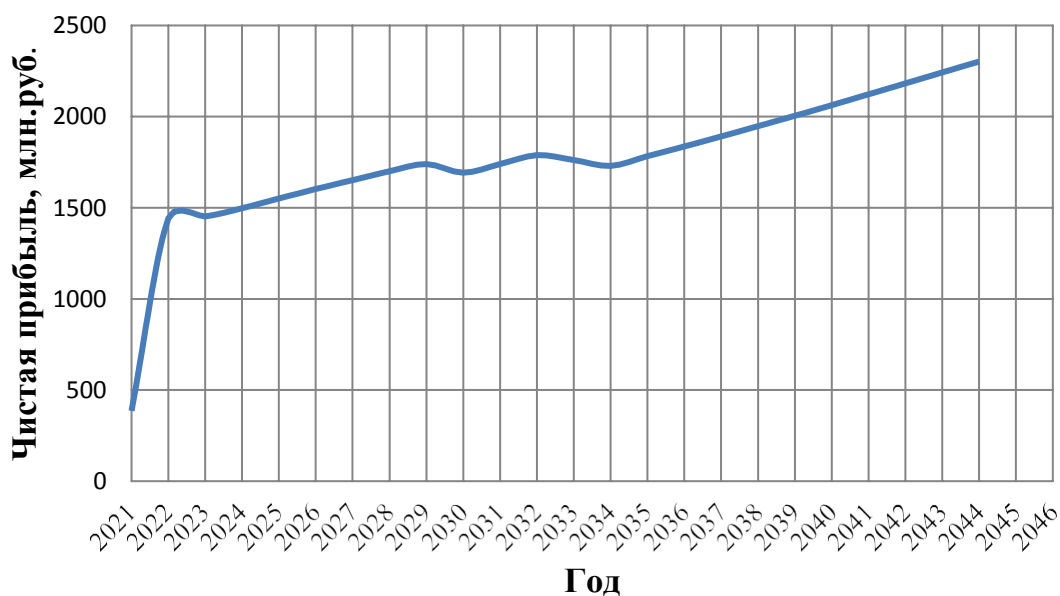


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль млн. руб.



На рисунке видно, что с увеличением срока эксплуатации возрастает чистая прибыль.

Изменение суммы Cashflow по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб представлено на рисунке 7.3.

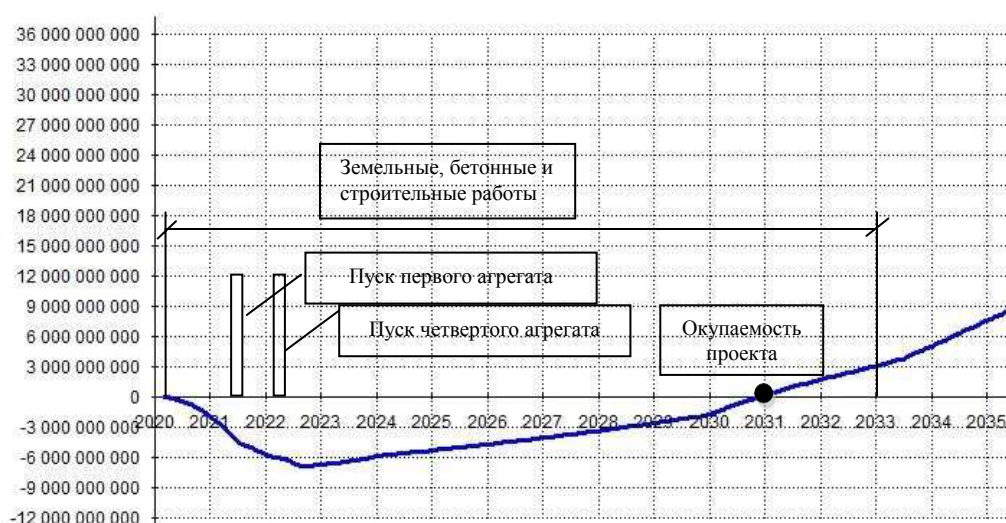


Рисунок 7.3 – Изменение суммы Cashflow по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

После запуска первого агрегата в середине 2021 г. происходит выработка электроэнергии и соответственно продажа электроэнергии. За счет продажи электроэнергии начинает увеличиваться прибыль инвестиционного проекта. С 2031 года проект строительства гидроузла начнет окупаться.

### Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

### Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике»,

утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Шилковской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### **Коммерческая эффективность**

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Шилковская ГЭС на реке Шилка»

Показатель	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	131
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1621,96
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,27
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	14,05
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,34
Удельные капиталовложения, руб/Квт	68717,94

### **Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	78,25	427,58	429,13	816,02	929,21
В региональный бюджет, млн.Рублей	13,16	64,31	99,21	113,44	111,1
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	91,41	491,89	528,34	929,46	1040,31

Предполагаемые налоговые поступления с каждым годом растут по причине повышения выручки от сбыта электроэнергии.

### Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Объём сбыта;

Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налога представлено на рисунке 7.4.

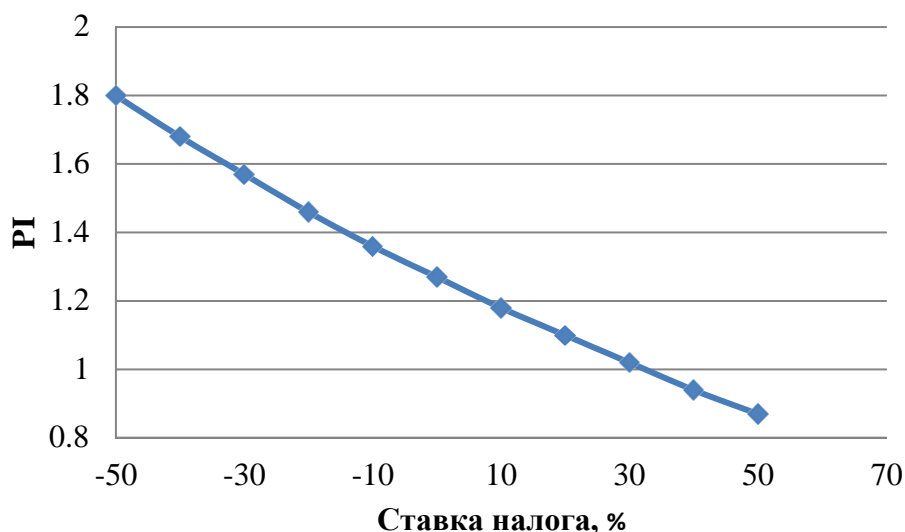


Рисунок 7.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

За счет увеличения ставки налогов наблюдается снижение индекса прибыльности.

Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения параметра цены сбыта представлен на рисунке 7.5.

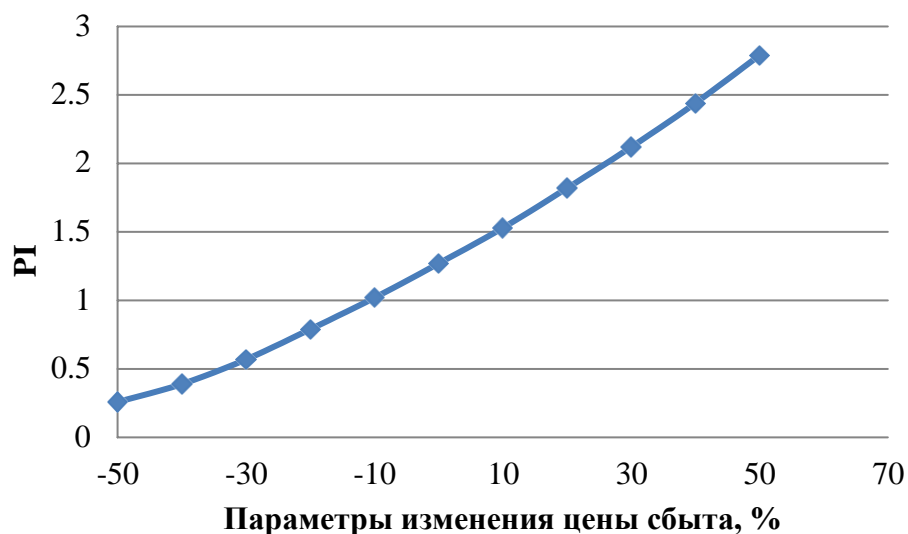


Рисунок 7.5 – Сумма PI от в зависимости от изменения цены сбыта

На рисунке 7.6 можно заметить, что при увеличении цены сбыта происходит рост индекса прибыльности.

Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 7.6.

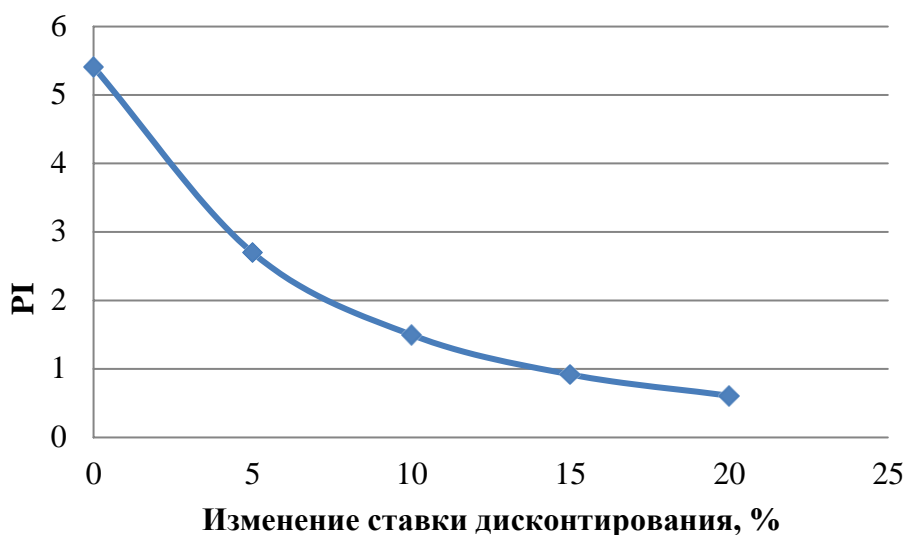


Рисунок 7.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По графику видно, что при увеличении ставки дисконтирования наблюдается снижение индекса прибыльности.

## **8. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Шилковской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность**

### **Общие сведения о районе строительства**

Гидроузел расположен в Забайкальском крае на реке Шилка. Шилка образуется при слиянии рек Онон и Ингода, левая составляющая реки Амура. Шилка протекает в долине между Шилкинским и Амазарским хребтами на севере и Борщовочным хребтом на юге. Длина реки составляет 560 км. Площадь бассейна — 206 тыс.км<sup>2</sup>.

Шилка тянется между отрогами гор, лишь изредка отступающих от русла, образуя небольшие долины. Верхнее течение реки отличается большим количеством водопадов и порогов. Шилка подпитывается множеством мелких речушек, которых насчитывается около семидесяти. Наиболее значимые среди них — Кара, Куренга, Чача, Черная. Главный же приток реки Шилки находится с левой стороны — это Нерча, впадающая в Шилку несколькими рукавами.

Водный режим бассейна реки Шилки имеет свою особенность — паводковый период здесь составляет 120–130 дней. Всего за год может быть от 8 до 12 паводков. Некоторые из них как бы накладываются друг на друга, и тогда их продолжительность может составлять до 3 месяцев. Максимальные колебания уровня воды в Шилке отмечаются до 12,5 м. Питание реки на 80% состоит из дождевой воды, также способствуют наводнениям тающие снега и большое количество притоков. Большую часть года (до 200 дней) река Шилка проводит подо льдом, освобождаясь от него полностью лишь к маю.

В зоне проектируемого гидроузла, территория относится к резко-континентальному климату. Зима, в районе гидроузла, длительная и суровая. Лето короткое и теплое. Средняя температура в летний период времени +21,5°С, а в зимний — -33,2°С.

В большом количестве обитает в Шилке белуга, осетр, лосось, кета и таймень. Одним из богатейших по рыбным запасам водоемов считается река Шилка. Немало рыбы приносят в реку чистые и холодные горные притоки, такие как Унда, Делюн, Боты и многие другие.

Воздействие Сальской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

### **Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Шилковской ГЭС выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;

- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;

- строительство основных сооружений;

- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;

- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;

3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Шилка в нижнем бьефе Шилковского гидроузла;

4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не

менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.

1 Организационные:

Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно- технические:

Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне; Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие .



## Обращение с отходами

Образование отходов и обращение с ними является одной из наиболее значимых задач на этапе строительства Манской ГЭС, и в дальнейшей её эксплуатации.

Источниками образования отходов при строительстве являются строительство плотины и подготовка ложа (включая лесосводку, санацию территории населённых пунктов).

Основным, наиболее массовым, видом отходов при строительстве Манской ГЭС является строительный мусор, который будет образовываться на стройплощадке и территории строительных баз.

Для надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории Манской ГЭС выполняем:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки и баки аварийного слива масла (при авариях).

К категории сточных вод, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в НБ без очистки.

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО- 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{258000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 11610 \text{ т.} \quad (8.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ,  $\text{м}^3$ ;

$q$  – удельный норматив образования, % ;

$\rho$  – плотность бетона,  $\text{т}/\text{м}^3$ .

Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{80 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,6 \text{ т.} \quad (8.2)$$

где  $N$  – количество арматуры,  $\text{м}^3$ ;  
 $q$  – удельный норматив образования, % ;  
 $\rho$  – удельный вес арматуры,  $\text{т}/\text{м}^3$  .

### **Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Шилковского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 40км от ГЭС находится населенный пункты – с. Покровка. с. Усть-Стрелка согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Шилка от сбросов Шилковской ГЭС ниже по течению реки.

## Охрана труда

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Шилковской ГЭС является создание структурного подразделения по защите и безопасности труда.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также, для всех работников станции – охрана труда.

Инструкции по охране труда могут быть разработаны как для работников определенных профессий, так и для определенных видов работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, стандартных инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации производителя оборудования, с которым работают рабочие, с учетом конкретных условий производства и т. Д. Каждой инструкции присваивается имя и номер.

Руководители гидроэлектростанций и отделов всех уровней безопасности несут ответственность за выполнение и соблюдение правил охраны труда. Соблюдение правил является обязательным для всех работников, связанных с эксплуатацией объектов и оборудования Шилковской ГЭС, а также для работодателей, ответственных за этих работников.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда на Павловской ГЭС должно выполняться следующее:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электрооборудования гидроэлектростанций, территории и акватории в зоне ответственности гидроэлектростанций, а также основного и вспомогательного оборудования, средств механизации и автоматизации должны соблюдать правовые нормы, требования технических регламентов, стандартов;
- должны быть разработаны и размещены в видимых местах план эвакуации работников из районов, где может быть затопление или обрушение, до отметок, превышающих предполагаемый уровень такого затопления, оползней, обрушения или в специальных безопасных помещениях;
- организация соблюдения работниками правил гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в полном объеме, необходимом для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый для обслуживания гидротехнических сооружений, гидромеханического и электрического оборудования, должен пройти предварительное медицинское обследование, а затем периодически проходить в сроки, установленные Федеральным медицинским ведомством России;

- не разрешается находиться на территории и в производственных помещениях организации ГЭС людей, не связанных с обслуживанием оборудования, без сопровождающих лиц;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, при условии соблюдения необходимых мер противопожарной защиты;
- плакаты должны быть размещены на видных местах на производственных объектах, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и оказания первой помощи пострадавшим при несчастном случае;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение).

### **Противопожарная безопасность**

ГЭС должна быть оборудована системой пожаротушения. Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, на территории и других помещениях. В случае возникновения пожара необходимо сообщить вышестоящему руководству или оперативному персоналу о месте пожара, принять все необходимые меры к спасению людей, оборудования и приступить к ликвидации пожара средствами пожаротушения.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием станции.

Каждый работник ГЭС должен проходить технику пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой ГЭС предусмотрены специальные меры. Во всех помещениях, зданиях имеются пожарные датчики. Во всех необходимых местах расположены огнетушители.

### **Объекты водяного пожаротушения на ГЭС**

Объектами автоматического водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- трансформаторы;
- гидрогенераторы;
- кабельные сооружения;
- подпультные помещения;
- маслохозяйство.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического пожаротушения

Трансформаторы являются главными объектами пожарной безопасности, так как содержит большое количество трансформаторного масла. Тушение

осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. В зоне расположения трансформаторов устанавливаются кольцевые трубопроводы на которых расположены дренчерные оросители. Количество оросителей зависит от типа трансформатора и площадью поверхности трансформатора.

Автоматический пуск системы пожаротушения осуществляется с помощью двух защит – газовая и дифференциальная. Можно также использовать современную систему предотвращения взрыва и пожара, водосточную систему, которая активируется только при избыточном давлении в баке трансформатора во время короткого замыкания. Он имеет высокую надежность, потому что ложная работа невозможна. Это позволяет: сбросить давление в баке в миллисекундах, предотвратить контакт взрывоопасных газов с воздухом, отвести взрывоопасные газы на безопасное расстояние, быстро защитить трансформатор для последующего ремонта после короткого замыкания.

Тушение пожара обмоток гидрогенератора осуществляется водой, распыляемой из специальных устройств, установленных внутри агрегата. На генераторах установлены защиты, которые автоматически указывают на наличие пожара с действием защиты от внутреннего повреждения обмоток статора. Система пожаротушения активируется дистанционно с помощью кнопки, расположенной в легкодоступном месте. Включение противопожарных устройств блокировано и выполняется только после выключения гидрогенератора с одновременной подачей импульса на останов турбины.

Кабельные сооружения гидроэлектростанций должны быть оборудованы автоматическими системами пожаротушения, которые представляют собой трубопроводную систему, по которой вода подается на объект пожаротушения и запорно-пусковых устройств. Каждый объект оснащен системой обнаружения и сигнализации пожара, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара и автоматический запуск системы, а также подача воды на очаг.

## **9 Снижение влияния шума на объектах гидроэнергетики**

### **Что такое шум и почему с ним нужно бороться?**

При современном уровне развития и интенсификации производства проблема борьбы с шумом стала одной из актуальнейших. Внедрение в промышленность новых технологических процессов, рост мощностей и быстродействия машин и механизмов, увеличение количества транспортных средств приводит к тому, что человек на производстве и в быту постоянно подвергается воздействию шума все более высокой интенсивности.

Исследованиями гигиенистов установлено, что шум повышенной интенсивности оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека, вызывает серьезные заболевания, приводит к потере трудоспособности, снижает производительность труда на 15 – 20%, одновременно значительно ухудшая его качество.

Снижение шумового воздействия следует рассматривать при решении комплекса проблем для предотвращения нарастающего экологического кризиса современной техногенной цивилизации. Причем основными путями совместного развития человечества, экономики и природы, при котором общество удовлетворяло свои потребности в настоящем без ущерба для последующих поколений, являются принципы самоограничения, обновляемости и замкнутости.

Негативное воздействие от шума, в том числе энергетических объектов, имеет следующие аспекты:

- Медицинский;
- Социальный;
- Экономический.

Медицинский аспект связан с тем, что повышенный шум оборудования влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям.

Социальный аспект связан с тем, что под шумовым воздействием находятся очень большие группы населения, особенно в крупных городах. По некоторым данным свыше 60% населения крупных городов проживает в условиях чрезмерного шума. Шум от объектов энергетики может являться источником превышения санитарных норм в радиусе нескольких километров.

Экономический аспект обусловлен тем, что шум влияет на производительность труда, а ликвидация последствий болезней от шума – значительных социальных выплат. Увеличение уровня шума на 1-2ДБА приводит к снижению производительности труда на 1% (при уровнях звука больше 80 дБА). Доказано, что шум уменьшает зрительную реакцию, что вместе с утомляемостью резко увеличивает вероятность ошибок при работе операторов. Это особенно не допустимо, где важную роль играет надежность.

Общепризнанно, что тишина является важнейшим компонентом комфортного проживания человека.

### Характеристики источника шума

Звуковое давление и интенсивность звука являются характеристиками звукового поля в определенной точке пространства и не характеризуют непосредственно источник шума. Они зависят от места расположения точки измерения, направленности излучения, условий распространения звуковых волн. Для того чтобы сравнивать шум различных источников друг с другом, производить расчеты уровней звукового давления в проектируемых производственных помещениях необходимо знать объективные характеристики источника шума.

Характеристикой источника шума является его звуковая мощность  $P$  (Вт) – общее количество звуковой энергии, излучаемой источником шума в окружающее пространство за единицу времени.

Если окружить источник шума замкнутой поверхностью площадью  $S$ , то звуковая мощность источника (Вт):

$$P = \oint I_n dS, \quad (9.1)$$

где  $I_n$  – нормальная к поверхности составляющая интенсивности, Вт/м<sup>2</sup>.

Уровень звуковой мощности (дБ)  $L_p$  определяют по формуле:

$$L_p = 10 \lg \frac{P}{P_0}, \quad (9.2)$$

где  $P$  – звуковая мощность источника, Вт;

$P_0$  – пороговая звуковая мощность, равная  $10^{-12}$  Вт.

Если окружить источник шума условной сферой с достаточно большим радиусом  $r$  (м) получим величину средней интенсивности звука на поверхности этой сферы  $I_{cp.}$  (Вт/м<sup>2</sup>):

$$I_{cp.} = \frac{P}{4\pi r^2}, \quad (9.3)$$

Это выражение предполагает излучение шума источником по всем направлениям одинаковым, что справедливо для точечного источника, размеры которого малы по сравнению с излучаемыми волнами.

Однако часто источники шума излучают в окружающее пространство звуковую энергию неравномерно, т.е. обладают определенной направленностью излучения. Эта неравномерность излучения шума источником характеризуется коэффициентом  $\Phi$  – фактором направленности,

показывающим отношение интенсивности звука, создаваемым направленным источником в данной точке  $I$ , к интенсивности  $I_{cp.}$ , которую развил бы в этой же точке ненаправленный источник, имеющий ту же звуковую мощность и излучающий звук в сферу(во все стороны одинаково):

$$\Phi = \frac{I}{I_{cp.}} = \frac{p^2}{p_{cp.}^2}, \quad (9.4)$$

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятий представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1— Допустимые уровни звукового давления, уровни звука на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории предприятий

Рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровень звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	5000	
Помещения конструкторских бюро, лабораторий для обработки экспериментальных данных	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	58	55	52	50	49	60
Помещения лабораторий для проведения экспериментальных работ	94	87	82	78	75	73	71	70	80
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	99	92	86	83	80	78	76	74	80



## Понятие о звуке. Физические характеристики звука

Шумом называются всякого рода звуки, мешающие восприятию полезной информации или нарушающие тишину, а также звуки, оказывающие вредное воздействие на человека.

Звук как физическое явление представляет собой волновое движение частиц упругой среды под воздействием механических колебаний материальных тел, вызывающих возмущения в среде. Колебательные возмущения распространяющиеся от источника звука и окружающей среде, называются звуковыми волнами, а в пространстве, в котором они наблюдаются — звуковым полем.

Основными физическими характеристиками звука являются звуковое давление, интенсивность звука и его частота.

Звуковое давление  $p$  (Па) – разность между мгновенным значением полного давления в данной точке среды при прохождении через эту точку звуковых волн и средним давлением, которое наблюдается в среде при отсутствии звука. На слуховой аппарат человека действует средний квадрат звукового давления:

$$\overline{p^2} = \frac{1}{T_0} \int_0^{T_0} p^2(t) dt, \quad (9.5)$$

где  $T_0$  – время усреднения, которое для органа слуха человека— 30— 100мс.

Под интенсивностью звука  $I$  (Вт/м<sup>2</sup>) понимают энергию, переносимую звуковой волной в единицу времени через поверхность, нормальную к направлению распространения звуковой волны.

Минимальная интенсивность звука, соответствующая порогу слышимости (звук едва слышим) , составляет  $10^{-12}$  Вт/м<sup>2</sup> на частоте 1000Гц, болевые ощущения возникают при интенсивности  $10^2$  Вт/м<sup>2</sup>.

Интенсивность звука и звуковое давление связаны между собой соотношением:

$$I = \frac{p^2}{\rho c}, \quad (9.6)$$

где  $\rho c$  – удельное акустическое сопротивление среды, которое для воздуха равно 410 Па·с/м , для воды 1,5· Па·с/м;

$\rho$  – плотность среды, в которой распространяется звук, кг/м<sup>3</sup>;

$c$  – скорость звука( в воздухе при нормальных атмосферных условиях равна 344 м/с).

В связи с тем , что ухо человека реагирует не на абсолютное, а на относительное изменение интенсивности, поскольку восприятие звука человеком пропорционально логарифму количества энергии раздражителя, то

для оценки шума измеряют не абсолютные значения интенсивности и звукового давления, а относительные их уровни, взятые по отношению к пороговым значениям.

Уровень интенсивности звука  $L_I$  определяют по формуле:

$$L_I = 10 \lg \frac{I}{I_0}, \quad (9.7)$$

где  $I$  – интенсивность звука в данной точке пространства, Вт/м<sup>2</sup>;  
 $I_0$  – интенсивность звука, соответствующая порогу слышимости 10<sup>-12</sup> Вт/м<sup>2</sup> на частоте 1000 Гц.

Уровень звукового давления  $L$  :

$$L = 20 \lg \frac{p}{p_0}, \quad (9.8)$$

где  $p$  – звуковое давление в данной точке пространства, Па;  
 $p_0$  – пороговое звуковое давление, равное 2·10<sup>-5</sup> Па на частоте 1000 Гц, соответствующее пороговой интенсивности 10<sup>-12</sup> Вт/м<sup>2</sup>.

Величину уровня интенсивности звука применяют при выполнении акустических расчетов, а уровня звукового давления – для измерения шума и оценки его воздействия на человека, так как орган слуха человека чувствителен не к интенсивности, а к среднеквадратичному звуковому давлению.

Над уровнями интенсивности или звукового давления нельзя производить арифметических действий. Суммировать и вычитать можно только энергетические характеристики шума: интенсивность или пропорциональный квадрат звукового давления.

Суммарный уровень звукового давления от нескольких источников шума, создающих в данной точке уровни звукового давления может быть рассчитан по формуле:

$$L_{\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{L_i}, \quad (9.9)$$

где  $n$  – общее число независимых слагаемых уровней звукового давления.

При одновременном действии двух источников шума с различными уровнями  $L_1$  и  $L_2$  суммарный уровень звукового давления определяется по формуле:

$$L_{\Sigma} = L_1 + \Delta L, \quad (9.10)$$

где  $L_1$  – наибольший из двух суммируемых уровней звукового давления, дБ;  
 $\Delta L$  – поправка для суммирования различных уровней шума, дБ, определяемая по таблице 9.2.

Таблица 9.2– Поправка суммирования различных уровней шума

Разность уровней $L_1 - L_2$ , дБ	0	1	2	4	6	8	10	15	20
$\Delta L$ , дБ	3,0	2,5	2,0	1,5	1,0	0,6	0,4	0,2	0

При большем числе источников, различающихся по уровню создаваемого ими шума, суммирование производят последовательно, начиная с наиболее интенсивных источников.

При  $n$  одинаковых источниках шума, каждый из которых создает уровень звукового давления  $L_i$  суммарный уровень звукового давления в равноудаленной от источников точке может быть определен по таблице 9.3 или по формуле:

$$L_{\Sigma} = L_1 + 10 \lg n, \quad (9.11)$$

Таблица 9.3– Поправка для суммирования одинаковых уровней шума

Число источников шума	1	2	3	4	5	6	8	10	20
Добавка к уровню одного источника, дБ	0	3	5	6	7	8	9	10	13

Приведенные выше зависимости позволяют сформулировать две закономерности, весьма важные для практики борьбы с шумом.

Во-первых, для существенного снижения шума в производственном помещении необходимо выявить источник шума с наибольшим уровнем звукового давления и именно с него начинать работу по снижению шума. Во-вторых, при наличии большого числа одинаковых источников шума устранение одного-двух из них практически не уменьшает общий шум в помещении.

Для эффективной борьбы с шумом, необходимо знать не только его уровень, но и его частотный спектр.

Частотным спектром или просто спектром называется зависимость уровней звукового давления от частоты, а процесс определения спектра шума – частотным анализом.

Для исследования спектра шума диапазон слышимых человеком звуков разбит по частоте на октавные полосы.

Октавной полосой называется полоса частот, в которой верхняя граничная частота в 2 раза больше нижней частоты.

## Воздействие шума на организм человека

Область слышимых человеком звуков ограничивается не только определенными частотами (16 – 20000 Гц), но и определенными предельными значениями звуковых давлений и их уровней. Эти предельные значения уровней звукового давления на рисунке 9.1 изображены двумя кривыми.

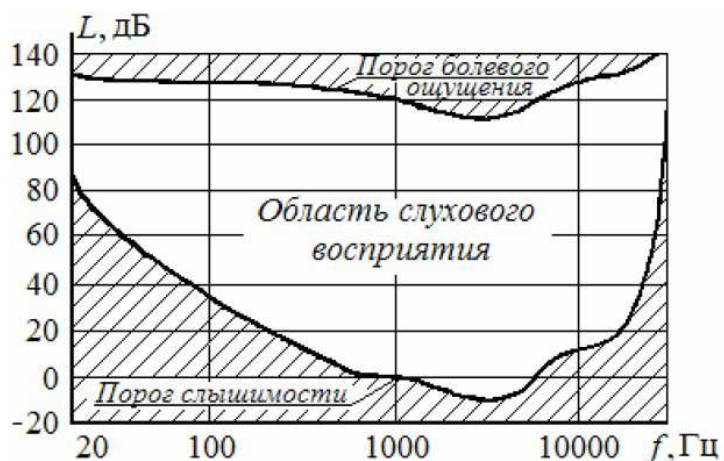


Рисунок 9.1 – Слуховое восприятие человека

Нижняя кривая соответствует порогу слышимости, величина которого изменяется в зависимости от частоты звука, так как чувствительность слухового аппарата человека различна к звукам разной частоты.

На частоте 1000 Гц, принятой в качестве стандартной частоты сравнения в акустике, пороговое значение звукового давления  $p_0 = 2 \cdot 10^{-5}$  Па соответствует порогу слышимости –  $L = 0$  дБ.

Верхняя кривая – порог болевого ощущения. Звуки, превышающие по своему уровню этот порог, могут вызвать боли и повреждения в слуховом аппарате человека.

Область на частотной шкале, лежащая между порогом слышимости и порогом болевого ощущения, называется областью слухового восприятия.

Исследованиями установлено, что любой шум создает нагрузку на нервную систему человека. Его воздействие по-разному проявляется у людей в зависимости от возраста, состояния здоровья, характера труда, физического и душевного состояния. Интересна психологическая особенность человека – шум, создаваемый им самим, его не беспокоит, в то же время посторонние шумы оказывают сильное раздражающее действие.

Воздействие шума в течение продолжительного времени может привести к возникновению таких заболеваний как неврозы, гипертония и язвенная болезнь, кожные и кишечные заболевания.

Под влиянием шумов с уровнями звукового давления 90 – 100 дБ притупляется острота зрения, появляются головные боли и головокружения,

происходит нарушение сердечной деятельности, наблюдается бессонница. При очень высоких уровнях звукового давления 145 дБ и выше возможен разрыв барабанной перепонки.

### **Методы борьбы с шумом на Шилковской ГЭС**

Для снижения уровня шума на предприятиях могут применяться согласно ГОСТ 12.1.029 – 80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» следующие основные методы коллективной защиты:

- уменьшение шума в источнике его возникновения;
- рациональная планировка предприятий и цехов;
- акустическая обработка помещений;
- средства индивидуальной защиты.

### **Уменьшение шума в источнике его возникновения**

Основной источник шума в производственных цехах – технологическое оборудование. Опыт показывает, что эффективность мероприятий по снижению наиболее характерного для оборудования механического шума весьма ограничена и обусловлена возможностью конструктивных изменений его узлов. Поэтому снижения механического шума машин следует добиваться главным образом на стадии проектирования. Необходимо учитывать, что один из возможных путей снижения шума – уменьшение скорости соударения элементов оборудования и увеличение продолжительности их соударения.

С целью уменьшения движения деталей равномерным вращательным движением:

- заменять возвратно- поступательное движение деталей равномерным вращательным движением;
- заменять, когда это возможно, подшипники качения на подшипники скольжения, такая замена снижает шум на 10-15дБ;
- увеличивать внутренние потери материала деталей, изготавливая их из сплавов с высоким коэффициентом внутреннего трения ( хромистые стали, марганцево-медные магниевые стали, чугуны);
- применять балансировку вращающихся элементов машин;
- использовать прокладочные материалы и упругие передачи колебаний от одной детали или части агрегата к другой;
- применять смазку соударяющихся деталей, заключать в масляные ванны вибрирующие и создающие шум детали.

### **Рациональная планировка предприятий и цехов**

Меры борьбы с шумом следует предусматривать на стадии проектирования генеральных планов гидроузла и планирования помещений.

При проектировании не следует размещать объекты, требующие защиты от шума (лабораторно-конструкторские корпуса, вычислительные центры административных и тому подобных зданий), в непосредственной близости от шумных помещений (испытательных боксов авиационных двигателей, газотурбинных установок, компрессорных станций и т.п.). Наиболее шумные объекты рекомендуется компоновать в отдельные комплексы.

При планировании помещений внутри Шилковской ГЭС необходимо предусматривать максимально возможное удаление тихих малошумных помещений от цехов с интенсивными источниками шума.

### **Акустическая обработка помещений**

При наличии источника шума в помещении нередко звуковые волны многократно отражаются от стен, потолка и различных предметов. Большинство материалов применяемых в строительстве (бетон, кирпич и т.п.) поглощает меньше 2% падающей на них поверхность звуковой энергии, отражая 98% обратно в помещение.

С целью уменьшения интенсивности отраженного звука применяют метод акустической обработки помещения, по которой понимается облицовка всех или части внутренних поверхностей помещения звукопоглощающим материалом или специальными звукопоглощающими конструкциями.

Чтобы уменьшить шум в помещении с источниками излучения проводят следующие строительно-акустические мероприятия:

а) устройство кабин наблюдения, дистанционного управления и специальных боксов для наиболее шумного оборудования;

б) установка звукоизолирующих кожухов, акустических экранов и выгородок;

в) нанесение вибродемпфирующих покрытий на вибрирующие поверхности;

г) устройство звукоизолированных кабин и зон отдыха для обслуживающего персонала.

Необходимой звукоизоляцией должны быть обеспечены помещения, организационно принадлежащие к рассматриваемому производственному участку (помещение мастера, кладовые, конторы и т.п.).

Чтобы уменьшить излучение шума в изолируемое помещение, рекомендуется применять:

а) материалы и конструкции для перекрытий стен, перегородок, сплошных и остекленных дверей и окон, кабин наблюдения, обеспечивающие требуемую изоляцию воздушного шума; специальные двери и окна наблюдения с требуемой изоляцией воздушного шума между шумными и изолируемыми помещениями;

б) звукопоглощающую облицовку потолка и стен или штучные звукопоглотители в шумном или изолируемом помещении;

в) подвесные потолки и плавающий пол, виброизоляцию агрегатов,

расположенных в том же здании;

г) звукоизолирующие и вибродемпфирующие покрытия поверхностей трубопроводов, проходящих по помещению;

д) глушители шума в системах вентиляции и кондиционирования воздуха с обеспечением звукоизоляции мест прохода технологических коммуникаций, связывающих шумное и изолируемое помещение.

### **Снижение шума звукоизолирующими кабинами**

Наиболее простое и эффективное средство защиты от шума технологического оборудования в производственных помещениях - устройство звукоизолирующих кабин, полностью отгораживающих работающих от шумных агрегатов. Наиболее часто звукоизолирующие кабины применяют для расположения в них пультов дистанционного управления или рабочих мест в шумных цехах. Звукоизолирующие кабины широко применяют в химической, металлургической, машиностроительной и других отраслях промышленности, а также в машинных залах электростанций и в компрессорных станциях.

Преимущество применения звукоизолирующих кабин - возможность обеспечения практически любого требуемого снижения шума на рабочих местах.

Кроме этого, кабины могут быть сборными, изготовленными из стали, дюралюминия, пластика, фанеры и других листовых материалов на специальных предприятиях-изготовителях и собираться на месте установки в цехе. Помещение кабины должно проектироваться соразмерным.

Требования, предъявляемые к звукоизолирующим кабинам:

- кабины должны обеспечивать удобное расположение рабочих мест и необходимый обзор цеха. Для этого они могут быть приподняты над полом или установлены на антресолях, с наклонным остеклением;

- конструкция кабины должна быть простой, рациональной, обеспечивать требуемую звукоизоляцию, необходимый воздухообмен. При конструировании звукоизолирующих кабин различные элементы их ограждений должны обеспечивать по возможности одинаковую изоляцию воздушного шума;

- отопление и вентиляция кабины могут быть индивидуальными или от общей цеховой сети, но в обоих случаях необходимо предусматривать устройство глушителей шума со стороны выхода и входа воздуха. При установке в кабине местного вентилятора необходимо предусматривать не только устройство глушителя, но и виброизоляцию вентилятора от ограждающих конструкций кабины, а при необходимости и кожух, изолирующий вентилятор;

- конструкцией дверей должна быть обеспечена легкость и простота их закрывания и открывания, плотность и герметичность притворов по всему ее периметру. При высокой требуемой звукоизоляции двери следует выполнять двойными;

— звукоизолирующие кабины следует проектировать или подбирать на основании акустического расчета по требуемой частотной характеристике звукоизоляции кабины. Классификацию кабин по значению изоляции от воздушного шума проводят по ГОСТ 12.2.098.

### **Снижение шума звукоизолирующими кожухами**

Звукоизолирующие кожухи в ряде случаев являются единственным эффективным средством снижения шума от технологического оборудования или отдельных узлов. Кожухи позволяют существенно снизить шум в непосредственной близости от работающего оборудования на ближайших к источнику рабочих местах, что невозможно сделать другими строительно-акустическими мероприятиями.

Кожухи могут закрывать целиком весь источник шума и устанавливаться на пол помещения или наиболее шумную часть машины из-за особенностей эксплуатации и обслуживания источника шума и крепиться к станине через виброизолирующие прокладки. Они могут плотно охватывать источник шума или быть установлены на определенном расстоянии от источника.

Звукоизоляция кожуха зависит от конструкции и материала стенок кожуха, его формы и наличия эффективной звукопоглощающей облицовки изнутри кожуха. Кроме того, она существенно зависит от числа смотровых окон, мест выхода коммуникаций, наличия отверстий, необходимости подачи и выброса из-под кожуха воздуха, удаления пыли, обрабатываемых деталей и от передачи на кожух структурного шума.

Высокая степень звукоизоляции за счет установки кожуха может быть достигнута только в случае отсутствия в нем щелей, отверстий, тщательной виброизоляции 4 кожуха от фундамента 5 и трубопроводов, а также при облицовке внутренней поверхности кожуха звукопоглощающим материалом. На рисунке 9.2 представлен изолирующий кожух.

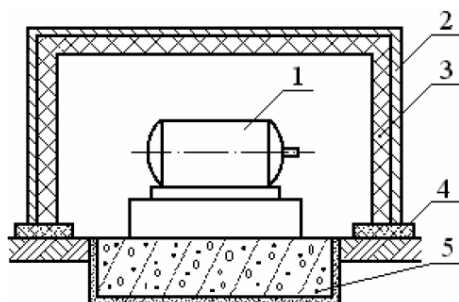


Рисунок 9.2 – Звукоизолирующий кожух

### **Снижение шума звукопоглощающей облицовкой**

Звукопоглощающие облицовки обычно размещают в помещении на потолке и на стенах. Площадь облицовываемой поверхности для достижения максимально возможного эффекта должна составлять не менее 60% общей



площади ограничивающих помещение поверхностей. С помощью звукопоглощающих облицовок и конструкций можно обеспечить снижение шума в помещении на 8-10дБ.

Облицовки состоят из пористых волокнистых звукопоглощающих материалов типа матов или мягких плит, закрытых со стороны помещения перфорированными экранами. Схема звукопоглощающей облицовки представлена на рисунке 9.3.

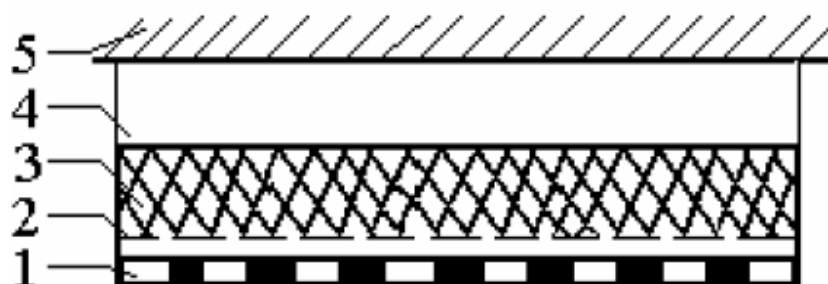


Рисунок 9.3 – Схема звукопоглощающей облицовки

Перфорированный экран 1 защищает звукопоглощающий материал 3 от механических повреждений. Чтобы предотвратить высыпание через отверстия перфорации звукопоглощающих волокнистых материалов, между экраном и волокнистым материалом помещается защитная оболочка 2 из акустически прозрачной ткани.

При необходимости снижения шума в помещении преимущественно в области низких частот, звукопоглощающую облицовку следует относить от поверхности стены на 100-250мм, оставляя между потолком 5 или стеной и облицовкой воздушный промежуток 4.

### Снижение шума акустическими экранами

Уменьшение влияния шума на человека в помещении можно путем установки на пути распространения шума акустических экранов, представленных на рисунке 9.4.

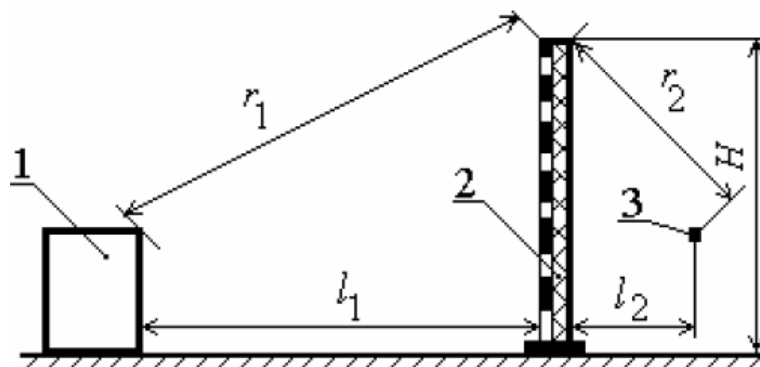


Рисунок 9.4– Схема установки акустического экрана

Акустический экран 2 представляет собой преграду ограниченных размеров, снижающую интенсивность прямого звука за счет образования области акустической тени. Экраны устанавливают между источником шума 1 и рабочим местом 3, либо их применяют для отгораживания наиболее шумного оборудования от остальной части помещения.

Акустические экраны наиболее эффективны для снижения шума высоких и средних частот. Низкочастотный шум легко их огибает за счет эффекта дифракции. Целесообразно применять экраны в сочетании со звукопоглощающей облицовкой помещения, когда после акустической обработки уровни звукового давления на постоянных рабочих местах превышают допустимые значения не менее чем на 10 дБ и не более чем на 20дБ.

Экраны изготавливают из стальных или алюминиевых листов, или органического стекла и облицовывают звукопоглощающим материалом толщиной не менее 50-60мм, обращенным к источнику шума. Линейные размеры акустического экрана должны превосходить линейные размеры источника шума не менее чем в 2-3 раза. Размеры и местоположение экрана определяются в зависимости от превышения уровня звукового давления на рабочих местах над допустимыми значениями.

### **Средства индивидуальной защиты (СИЗ)**

На рабочих местах, где не удаются добиться снижения шума до допустимых уровней техническими средствами или где это нецелесообразно по технико-экономическим соображениям, следует применять средства индивидуальной защиты.

Эффективность индивидуальных средств защиты может быть обеспечена их правильным подбором в зависимости от уровней и спектра шума, а также контролем за условиями их эксплуатации. Эффект применения СИЗ особенно заметен у рабочих с малым стажем работы в шумных условиях, когда потеря слуха невелика. СИЗ способствует не только профилактике заболеваний, прямо или косвенно связанных с воздействием интенсивного шума, но и улучшению работоспособности человека.

В соответствии с ГОСТ 12.1.029 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» СИЗ в зависимости от конструктивного исполнения делятся на противошумные наушники, противошумные вкладыши, противошумные шлемы и каски, противошумные костюмы. Наушники закрывают ушную раковину снаружи. Вкладыши перекрывают наружный слуховой проход или прилегают к нему. Шлемы и каски закрывают часть головы и ушную раковину.

Вкладыши изготавливаются из мягких эластичных материалов – резины, пластмасс, различного волокна. Их вводят непосредственно в наружную (хрящевую) часть слухового прохода и оставляет там без дополнительных средств поддержания. При правильном положении вкладыша воздушный объем

между ним и барабанной перепонкой должен составлять примерно  $0,5 \text{ см}^3$  при поперечном сечении слухового прохода в костной части  $0,5 \text{ см}^3$ . В этом случае замкнутая полость наружного слухового прохода вместе с барабанной перепонкой представляет собой резонатор, частота собственных колебаний которого составляет примерно 1300Гц.

На рисунке 9.5 представлены звукоизолирующие вкладыши.



Рисунок 9.5– Звукоизолирующие вкладыши

При наличии заболеваний кожи наружного слухового прохода пользоваться вкладышами любого типа противопоказано. В этом случае применять наушники.

Наушники состоят из двух корпусов и оголовья. Корпуса изготавливают из пластмассы или из металла, а внутри них для повышения эффективности помещают слой звукопоглощающего материала. Для обеспечения плотного прилегания наушника к околоушной поверхности на стороне корпуса, обращенной к голове, устанавливают мягкие уплотнители, выполненные из тонкой пленки виде полых камер, заполненных глицерином, вазелином, силиконовым маслом или эластичным пористым материалом.

Наушники обладают большей эффективностью, чем вкладыши, в области средних и высоких частот. Наушники чаще всего применяют в тех случаях, если требуется их периодическое использование.

На рисунке 9.6 представлены наушники.



Рисунок 9.6 – Звукоизолирующие наушники

Шлемы закрывают большую часть головы и защищают ее не только от шума, но и от ушибов, холода и др. Они должны плотно облегать околоушную область и всю голову, поэтому их изготавливают различных размеров. Шлемы целесообразно применять для защиты человека от особо интенсивного шума, когда он воспринимается не только непосредственно органом слуха, но и проникает в организм вследствие костной проводимости через кости черепа.

На рисунке 9.7 представлен шлем.



Рисунок 9.7– Шлем

В комплексе мероприятий по защите человека от неблагоприятного действия шума определенное место занимают медицинские средства профилактики. Важнейшее значение имеет проведение предварительных и периодических медицинских осмотров.

## **Измерение шума на рабочих местах**

Измерение шума на предприятиях, в организациях и учреждениях проводят с целью определения уровня шума на рабочих местах и его соответствия действующим нормам, а также для оценки эффективности различных по снижению шума. Контроль уровня шума на предприятиях, должен быть обеспечен не реже одного раза в год.

Для измерения уровней звукового давления на рабочих местах, а также уровня звука с целью ориентировочной оценки общего уровня шума в помещении применяют различные типы шумоизмерительной аппаратуры.

Наибольшее распространение получили шумомеры, состоящие из микрофона, воспринимающего звуковую энергию и преобразующего ее в электрические сигналы, усилителя, корректирующих фильтров, детектора и стрелочного индикатора, шкала которого проградуирована в децибелах. При необходимости определения спектра исследуемого шума к шумомеру подключаются октавные фильтры.

В настоящее время для измерений шума используют шумомеры и комплекты – измерители шума типа ШВ-003, ВШМ-302, ВШМ-20, ШУМ-1М, ШВИЛ-01, ШИН-01.

При измерениях шума микрофон шумомера следует располагать на уровне головы работника. Микрофон должен быть направлен в сторону источника шума и удален не менее чем на 0,5 м от человека, проводящего измерения. Контроль уровня шума на рабочих местах должен производиться при работе не менее 2/3 установленных в помещении единиц оборудования.

При измерении должны быть включены источники наиболее интенсивного шума и вентиляция.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны определены основные элементы и параметры Шилковской ГЭС на реке Шилка.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1% и поверочным 0,1% равных 5949 и 4810 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе ВЭР была определена установленная мощность, равная 273 МВт и среднемноголетняя выработка 1,991 млрд. кВт·ч. Было построено режимное поле, на котором определены следующие напоры:

максимальный – 47,9 м; расчетный – 39,2 м; минимальный – 33,8 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ50-В и ПЛД50-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-600.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1130/140-48 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана единственная подходящая структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 6 присоединений (3 простых блока, 3 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "Шестиугольник". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-3200/20, для ЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был выбран перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

После выбора электрического оборудования и устройств его защит, была принята русловая компоновка гидроузла. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений гидроузла входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным эксплуатационным и аварийным донным водосливом;
- здание ГЭС;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отброс струи.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно - осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов получили, что плотина Шилковского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- дисконтированный срок окупаемости – 131 мес;
- себестоимость – 0,34 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 68717,94 руб./кВт.

Таким образом, строительство Павловского гидроузла в настоящее время является актуальным.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев, СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 174с.;
2. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е. Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012;
3. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ [сайт]: <http://so-ups.ru/?id=178>;
4. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.: ил.;
5. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 608с. ;
6. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России.– 7-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1998 г. – 608 с.
8. СТО 59012820 – 29.20.30.003 – 2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 25-750кВ. [Электронный ресурс] – Режим доступа <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>;
9. СТО 17330282,27,140,008-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»;
10. Гидроэлектростанции: Учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002 - 541 с;
11. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЗ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>;
12. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/>;
13. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456071754>;
14. Киселев А.М. Гидротехнические сооружения: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1975. – 615 с.;
15. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция



СНиП 2.06.04-82\* [Электронный ресурс] // – ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200095522>;

16. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. [Электронный ресурс] // ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева» – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293794/4293794017.htm>;

17. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий/ Л.В. Толстихина – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.;

18. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrWin: Методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования – Саяногорск СШФ СФУ, 2012;

19. ГОСТ Р 12.0.008-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Системы управления охраной труда в организациях. Проверка (аудит). [Электронный ресурс] // ООО "Экожилсервис" и Учреждения Федерации Независимых Профсоюзов России "Научно-исследовательский институт охраны труда в г. Екатеринбурге" – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200073864>;

20. Распоряжение от 14.01.98 № 5р Об утверждении Положения о СУОТ. от 14.01.98 № 5р. [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: <https://refdb.ru/look/2312094-pall.html>;

21. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [Электронный ресурс] // «Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти» – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/231/>;

22. РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] // РАО «ЕЭС России» – Режим доступа: [http://www.infosait.ru/norma\\_doc/43/43607/index.htm](http://www.infosait.ru/norma_doc/43/43607/index.htm);

23. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12161584/>;

24. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ (последняя редакция) [Электронный ресурс] // Государственная Дума – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_22481/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/);

25. А.А. Воронина, Н.Ф. Шибенко «Охрана труда в энергосистемах»;

26. Ю.В. Колосов, В.В. Барановский «Защита от вибраций и шума на производстве» Учебное пособие. – Спб: СПбГУ ИТМО, 2011. – 38с.;

27. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 21.06.2016 №81 «об утверждении СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-

эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» (вместе с "СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы);

28. «СП 254.1325800.2016. Свод правил. Здания и территории. Правила проектирования защиты от производственного шума» (утв. Приказом Минстроя России от 17.08.2016 N 571/пр).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Гидрологические расчеты

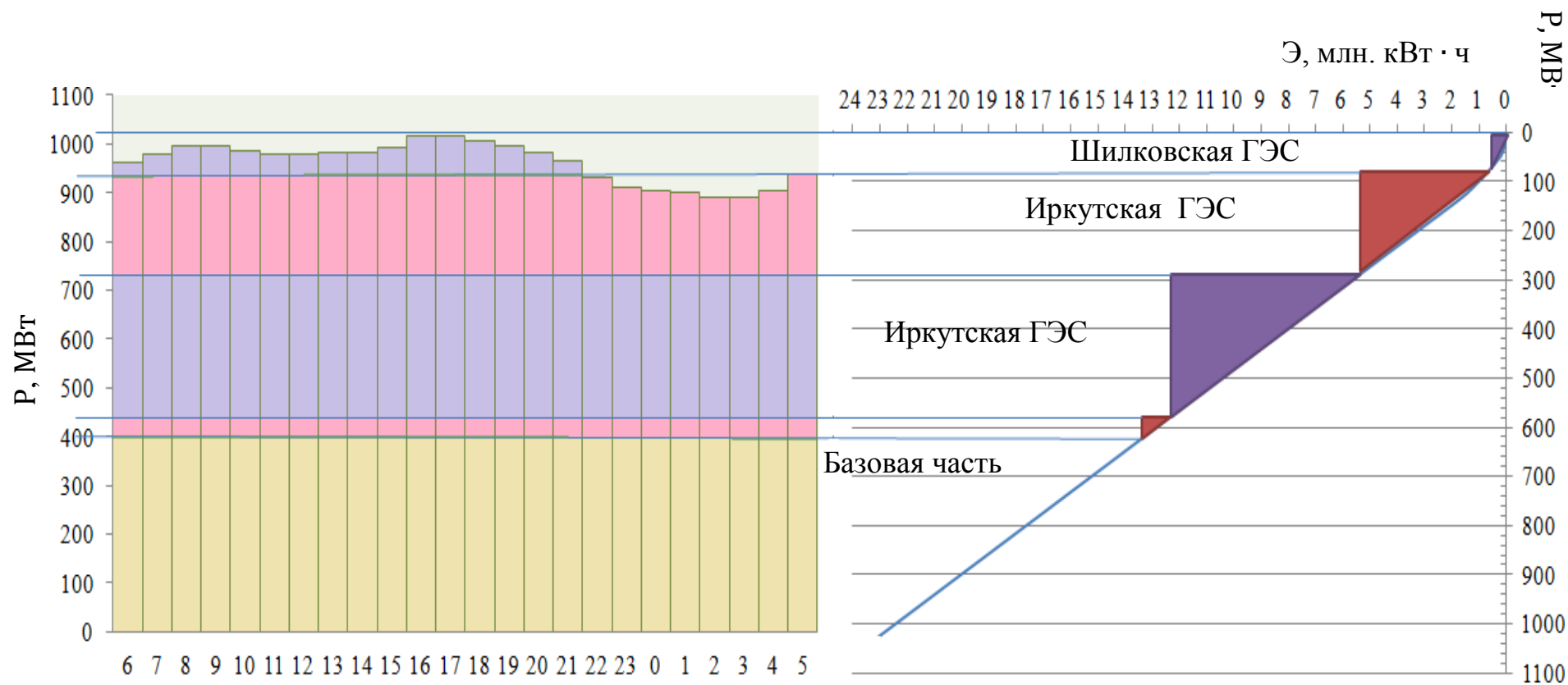


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и интегральная кривая за январь-декабрь

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Первая итерация сработки-наполнение водохранилища для маловодного года

Мес.	Q90%	Qбыт	Qвдхр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	$\Delta V$	Vкон	Знач.вб	Зконеч.	Зср.	Знб	Нгэс	Нгэс	Нгар
9	447	403	82	485	520	520	16,68	0,213	16,46	377,00	376,70	376,85	330,70	45,65	190	ВХК
10	289	244	241	485	520	520	16,46	0,625	15,84	376,70	375,79	376,25	330,70	45,05	188	ВХК
11	240	220	313	533	539	260	15,84	0,811	15,03	375,79	374,55	375,17	330,84	43,84	201	201
12	144	128	458	586	592	260	15,03	1,187	13,84	374,55	372,60	373,57	331,20	41,88	211	211
1	149	136	482	618	624	260	13,84	1,249	12,59	372,60	370,43	371,52	331,41	39,61	211	211
2	247	234	387	621	627	260	12,59	1,003	11,59	370,43	368,62	369,53	331,43	37,60	201	201
3	381	343	142	485	520	520	11,59	0,368	11,22	368,62	367,94	368,28	330,70	37,08	155	ВХК
4	441	401	84	485	520	520	11,22	0,218	11,00	367,94	367,54	367,74	330,70	36,54	152	ВХК
5	1489	1453	-968	485	520	520	11,00	-2,509	13,51	367,54	372,04	369,79	329,93	39,36	164	ВХК
6	1499	1448	-963	485	520	520	13,51	-2,496	16,01	372,04	376,04	374,04	329,93	43,61	182	ВХК
7	794	758	-273	485	520	520	16,01	-0,708	16,71	376,04	377,05	376,55	329,93	46,12	192	ВХК
8	774	723	-238	485	520	520	16,71	-0,617	17,33	377,05	377,89	377,47	329,93	47,04	196	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Вторая итерация сработки-наполнение водохранилища для маловодного года

Мес.	Q90%	Qбыт	Qвдхр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	$\Delta V$	Vкон	Знач.вб	Зконеч.	Зср.	Знб	Нгэс	Нгэс	Нгар
9	447	403	82	485	520	520	16,68	0,213	16,46	377,00	376,70	376,85	330,70	45,65	190	ВХК
10	289	244	241	485	520	520	16,46	0,625	15,84	376,70	375,79	376,25	330,70	45,05	188	ВХК
11	240	220	362	582	588	260	15,84	0,938	14,90	375,79	374,35	375,07	331,17	43,30	217	217
12	144	128	514	642	648	260	14,90	1,332	13,57	374,35	372,14	373,24	331,57	41,18	227	227
1	149	136	550	686	692	260	13,57	1,426	12,14	372,14	369,63	370,88	331,84	38,54	227	227
2	247	234	466	700	706	260	12,14	1,208	10,93	369,63	367,41	368,52	331,93	36,09	217	217
3	381	343	142	485	520	520	10,93	0,368	10,57	367,41	366,72	367,07	330,70	35,87	155	ВХК
4	441	401	84	485	520	520	10,57	0,218	10,35	366,72	366,31	366,52	330,70	35,32	152	ВХК
5	1489	1453	-968	485	520	520	10,35	-2,509	12,86	366,31	370,90	368,61	329,93	38,18	164	ВХК
6	1499	1448	-963	485	520	520	12,86	-2,496	15,35	370,90	375,06	372,98	329,93	42,55	182	ВХК
7	794	758	-273	485	520	520	15,35	-0,708	16,06	375,06	376,12	375,59	329,93	45,16	192	ВХК
8	774	723	-238	485	520	520	16,06	-0,617	16,68	376,12	377,00	376,56	329,93	46,13	196	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Сработки-наполнение водохранилища средневодного года

мес	Q50%	Qбыт	Qвдхр	Qгэс	Qх.сбр	Qнб	Qвхк	Vнач	ΔV	Vкон	Знач.вб	Зконеч.	Зср.	Знб	Нгэс	Нгэс	Э
9	577	533	50	583	0	618	520	16,68	0,13	16,55	377,00	376,82	376,9	331,37	45,0	226	163
10	360	315	170	485	0	520	520	16,55	0,441	16,10	376,82	376,19	376,5	330,70	45,3	189	136
11	282	262	315	577	0	583	260	16,10	0,816	15,29	376,19	374,96	375,6	331,14	43,9	218	157
12	152	136	495	631	0	637	260	15,29	1,283	14,01	374,96	372,88	373,9	331,50	41,9	228	164
1	156	143	525	668	0	674	260	14,01	1,361	12,64	372,88	370,53	371,7	331,73	39,5	228	164
2	268	255	425	680	0	686	260	12,64	1,102	11,54	370,53	368,54	369,5	331,81	37,2	218	157
3	418	380	250	630	0	665	520	11,54	0,648	10,89	368,54	367,34	367,9	331,67	35,8	194	140
4	641	601	212	813	0	848	520	10,89	0,55	10,35	367,34	366,31	366,8	332,75	33,6	235	169
5	1567	1531	-850	681	0	716	520	10,35	-2,2	12,55	366,31	370,36	368,3	331,07	36,8	215	155
6	2334	2283	-950	783	550	1368	520	12,55	-2,46	15,01	370,36	374,52	372,4	333,96	38,0	273	197
7	1732	1696	-450	726	520	1281	520	15,01	-1,17	16,18	374,52	376,29	375,4	333,64	41,3	270	194
8	1099	1048	-192	676	180	891	520	16,18	-0,5	16,68	376,29	377,00	376,6	331,97	44,2	273	197

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Основное и вспомогательное оборудование

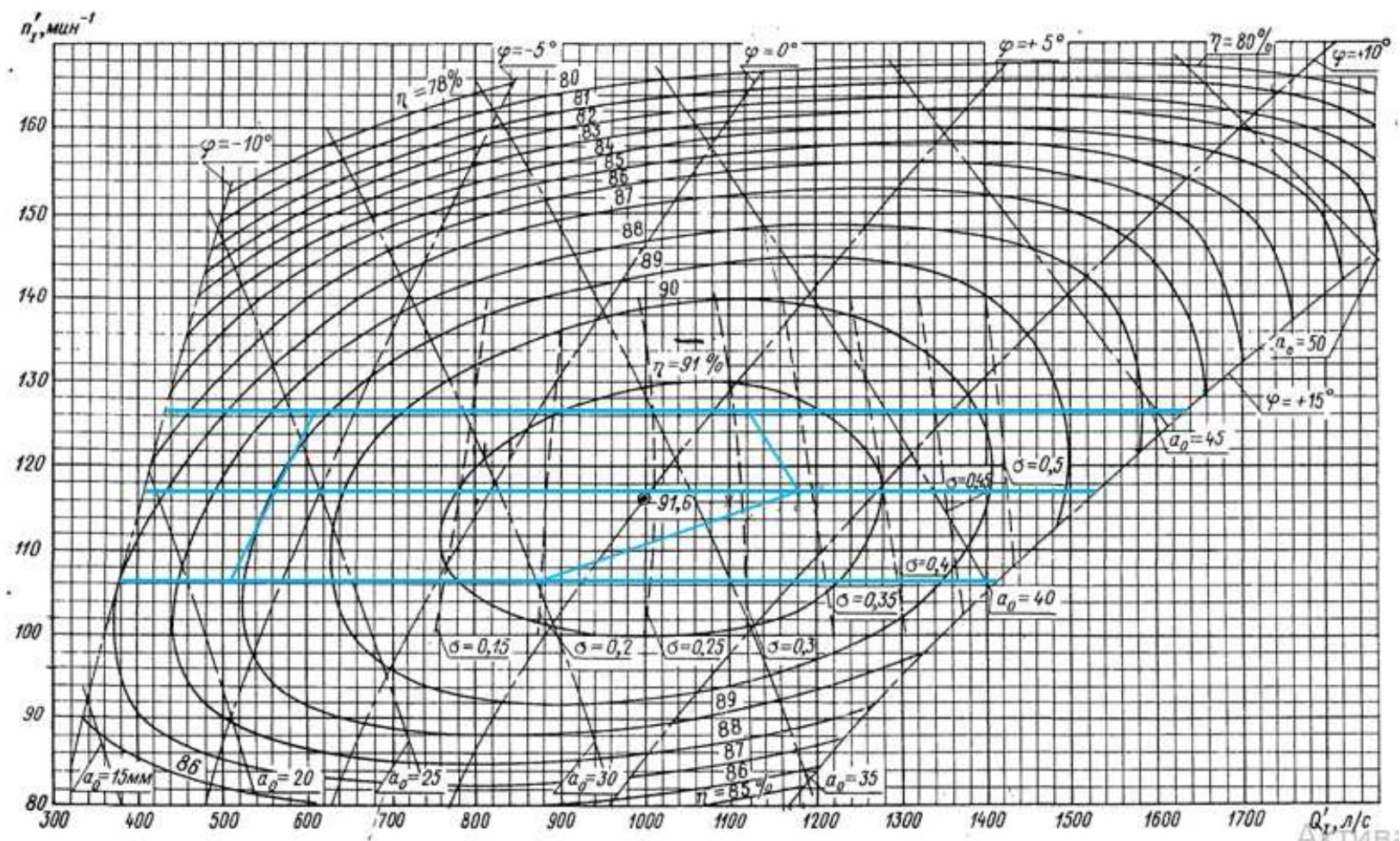


Рисунок Б.1 – Зона работы гидротурбины ПЛ50-В-60

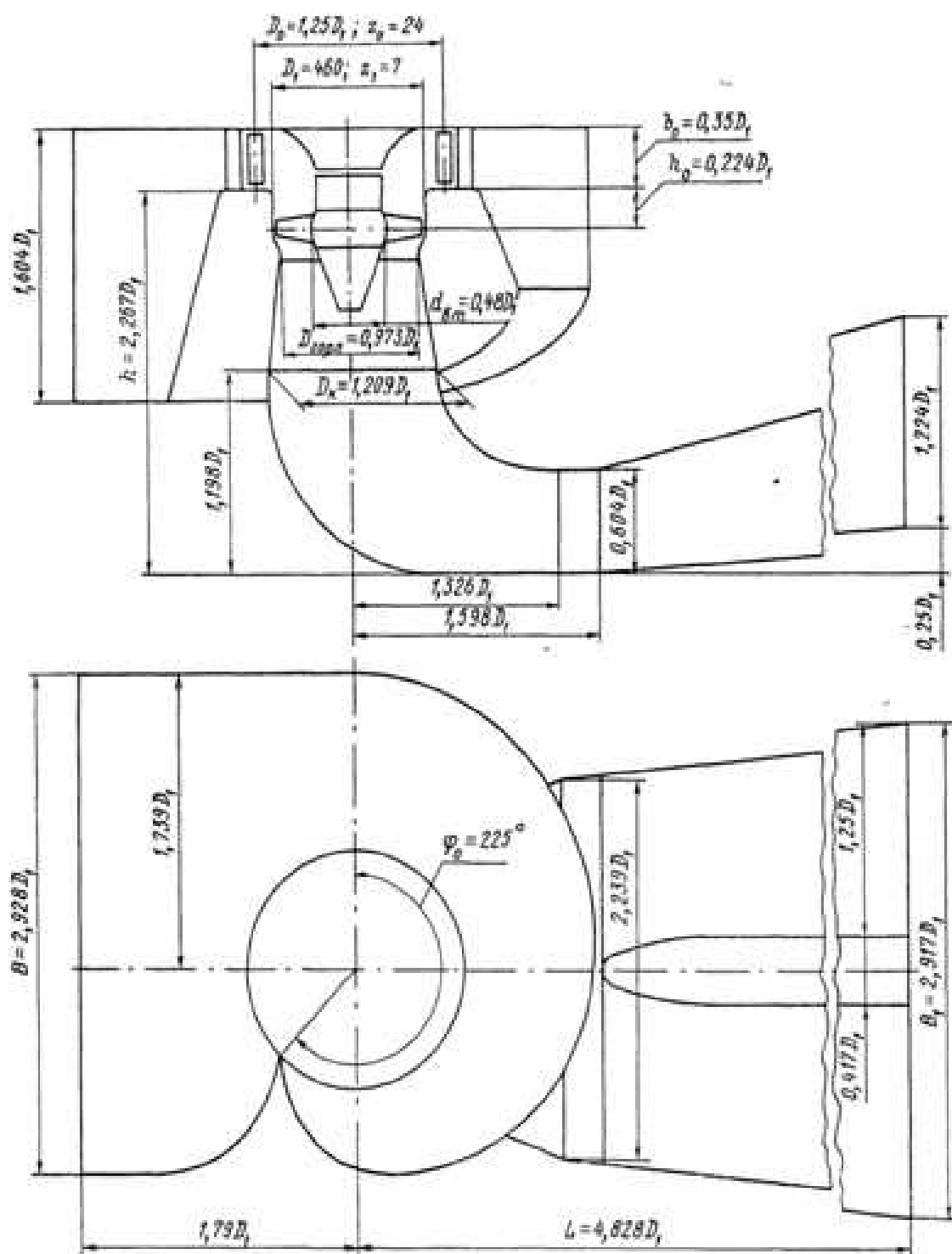


Рисунок Б.2 – Проточная часть модели турбины ПЛ50-В



Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	10,43	9,86	9,28	8,70	8,12	7,54	6,97	6,39	5,81	5,23	4,65	4,08
bi	5,30	4,99	4,69	4,38	4,08	3,77	3,46	3,16	2,85	2,54	2,24	1,93
rk	5,49	5,41	5,33	5,25	5,16	5,08	5,00	4,92	4,84	4,75	4,67	4,59
rk/ra	1,17	1,16	1,14	1,12	1,10	1,09	1,07	1,05	1,03	1,02	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,08	0,07	0,05	0,03	0,02	0,00	-0,02
ri/ra	2,23	2,11	1,98	1,86	1,74	1,61	1,49	1,37	1,24	1,12	1,00	0,87
ln(ri/ra)	0,80	0,75	0,69	0,62	0,55	0,48	0,40	0,31	0,22	0,11	0,00	-0,14
b*ln(ri/ra)	4,26	3,72	3,21	2,72	2,25	1,80	1,38	0,99	0,62	0,29	-0,01	-0,27
rk*ctgy	20,50	20,19	19,89	19,58	19,27	18,97	18,66	18,35	18,05	17,74	17,44	17,13
rk*ctgy*ln(rk/ra)	3,30	2,95	2,60	2,26	1,92	1,58	1,25	0,93	0,61	0,30	-0,01	-0,31
mi	3,05	2,74	2,44	2,13	1,83	1,52	1,21	0,91	0,60	0,29	-0,01	-0,32
Ji	4,31	3,83	3,36	2,90	2,47	2,05	1,65	1,27	0,92	0,59	0,30	0,04
Phi	225	200	175	152	129	107	86	66	48	31	16	2
ai	5,76	5,18	4,60	4,02	3,45	2,87	2,29	1,71	1,13	0,56	-0,02	-0,60

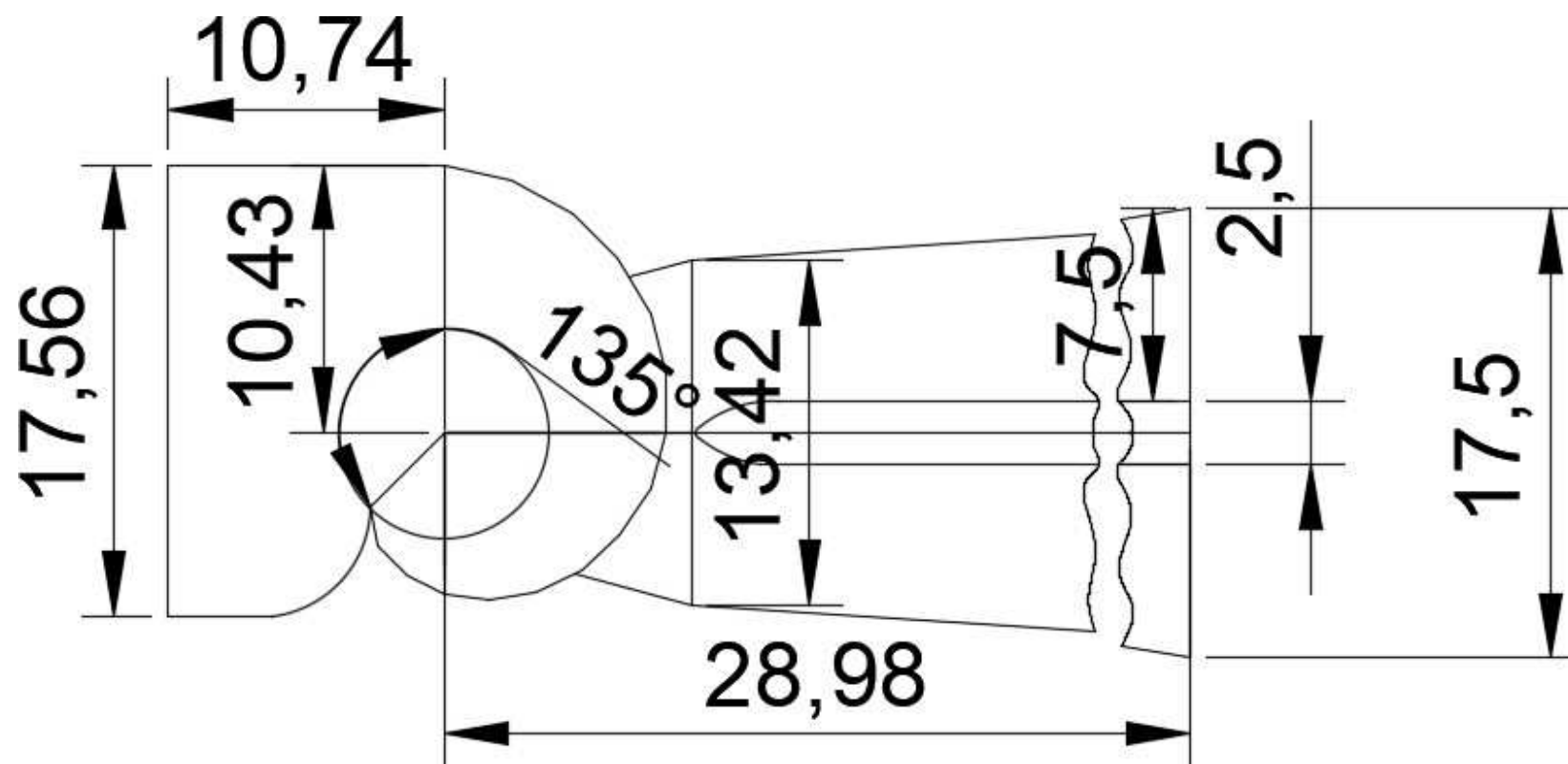
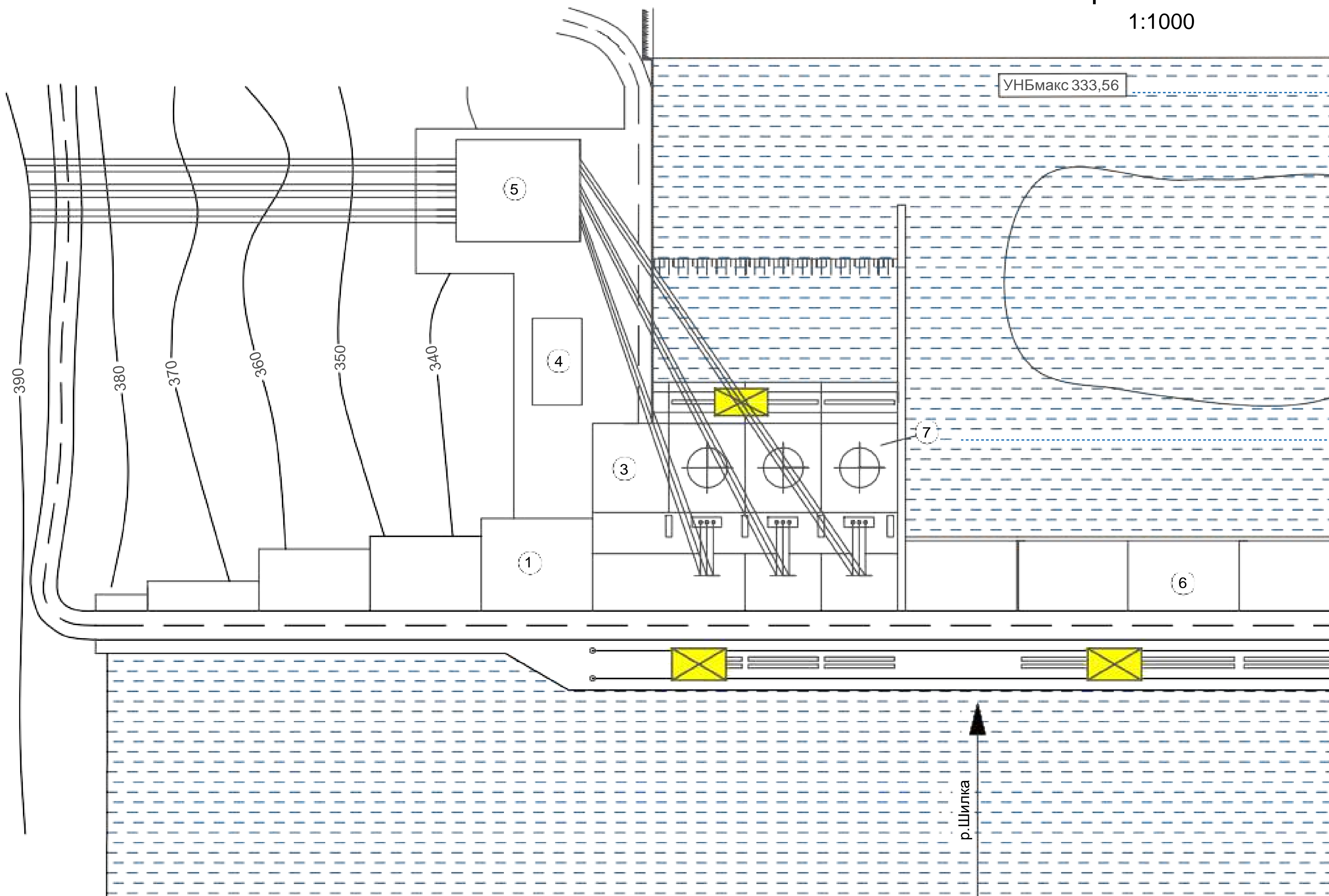


Рисунок Б.3 – План спиральной камеры

# Генеральный план

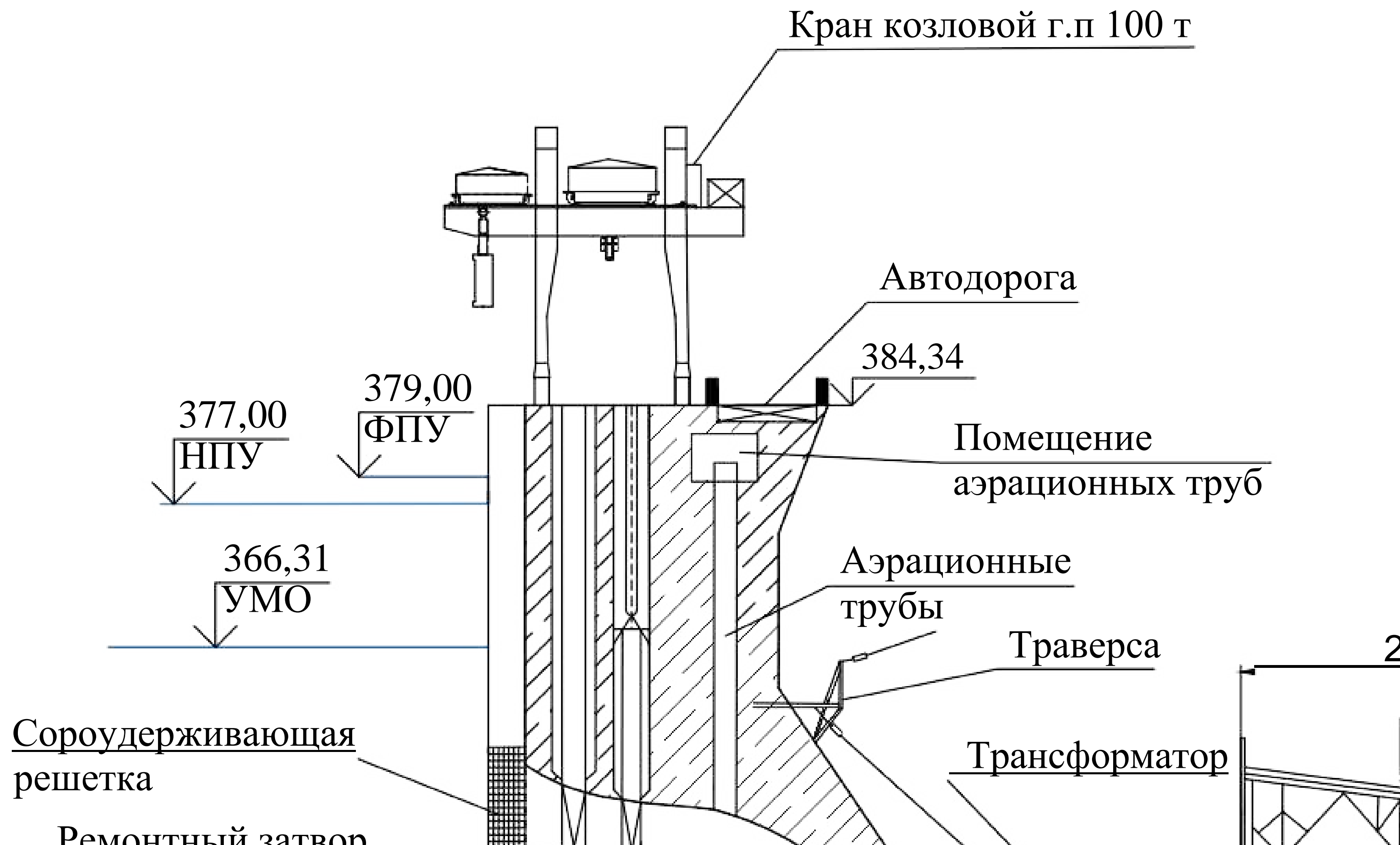
1:1000

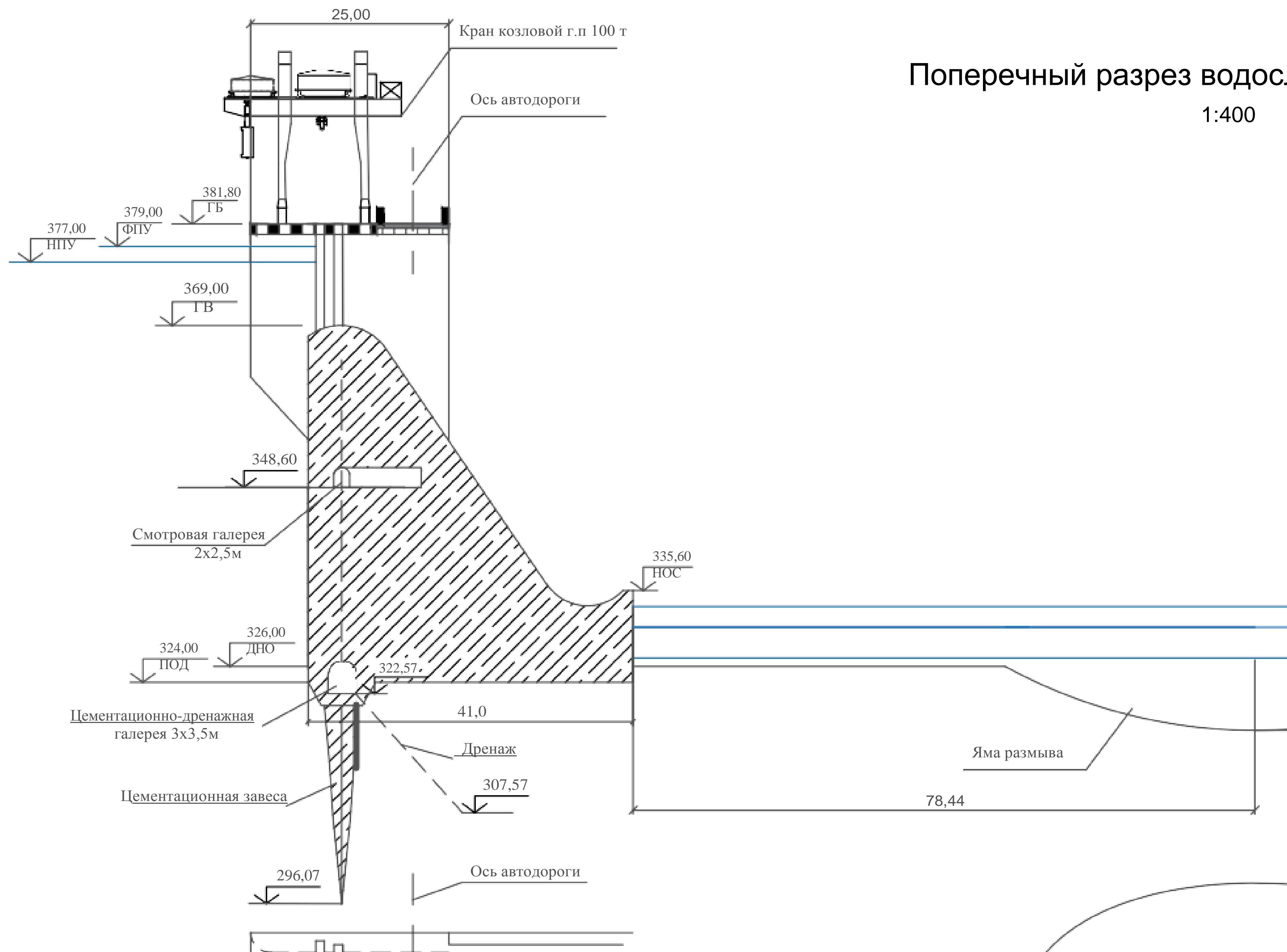
УНБмакс 333,56



# Разрез по оси агрегата

1:4



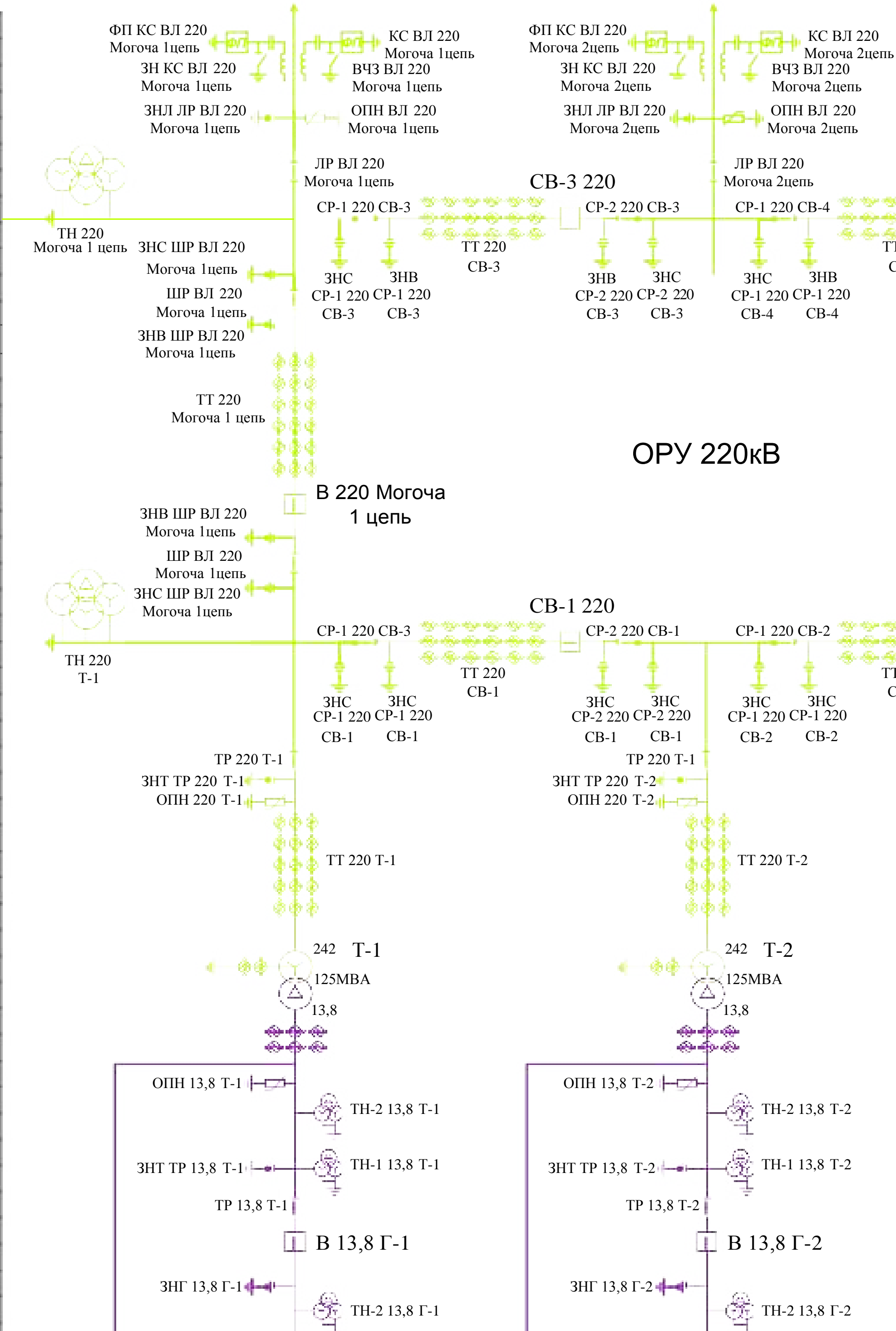


Поперечный разрез водос.

1:400

Номер ячейки	1
Диспетчерское наименование	ВЛ 220кВ Могоча-Шилковская ГЭС 1 цепь
Конструкция фазы линии	АС-240/34

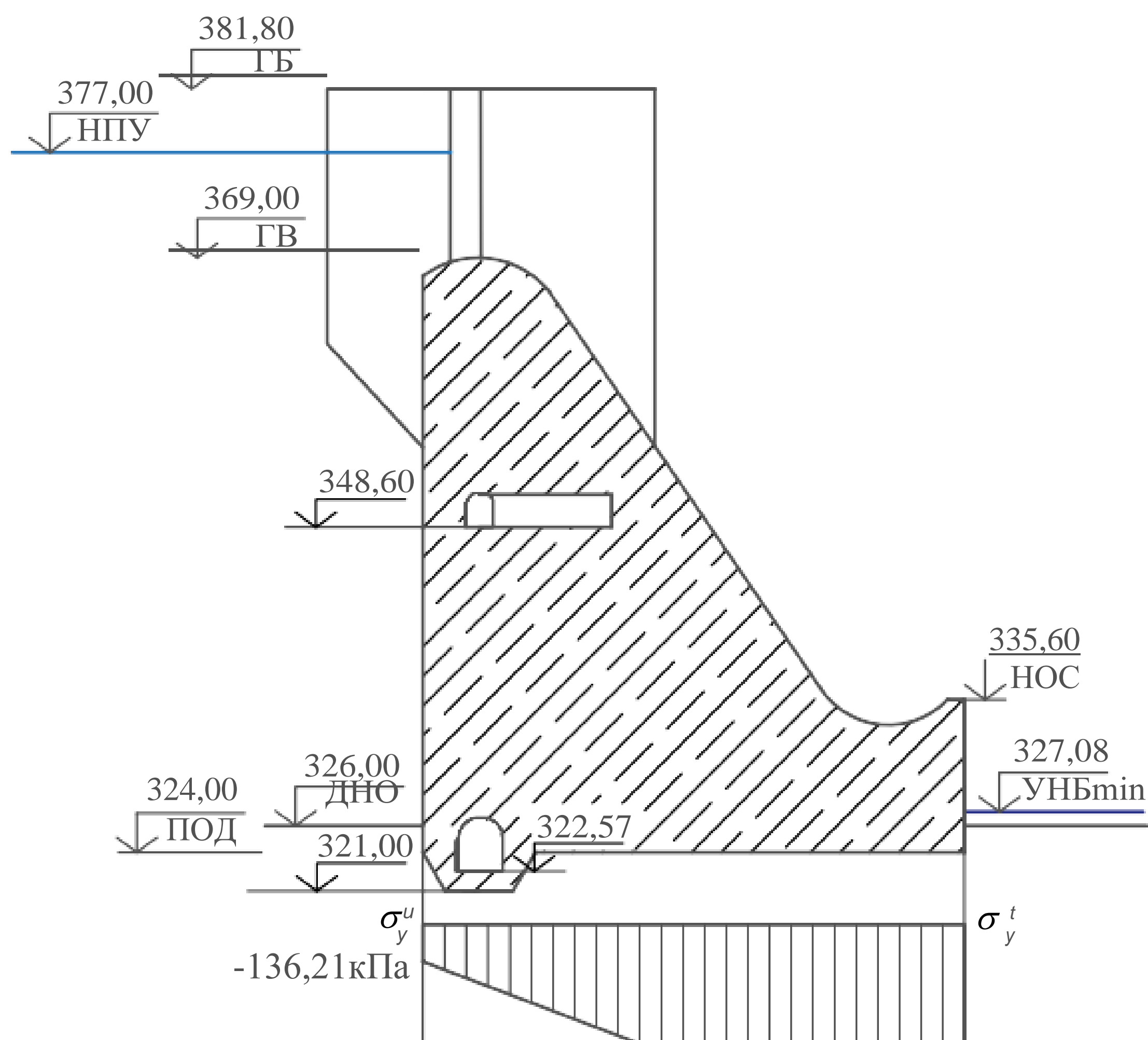
Фильтр присоединения 1000кГц
ВЧ заградитель 220кВ; 2000А
Заземлитель 220кВ; 63кА
ОПН 220кВ
Разъединитель РГ220/1000УХЛ1, 220кВ, 1000А
Трансформатор напряжения ЗНОГ-220, 220кВ
Заземлитель 220кВ; 63кА
Разъединитель РГ220/1000УХЛ1, 220кВ, 1000А
Ячейка ОРУ 220кВ
Заземлитель 220кВ; 63кА
Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1, 220кВ,600А
Выключатель ВББ-220, 220кВ
Заземлитель 220кВ; 63кА
Разъединитель РГ220/1000УХЛ1, 220кВ, 1000А
Заземлитель 220кВ; 63кА
Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1, 220кВ,600А
Выключатель ВББ-220, 220кВ
Заземлитель 220кВ; 63кА
Разъединитель РГ220/1000УХЛ1, 220кВ, 1000А
Заземлитель 220кВ; 63кА
Трансформатор напряжения ЗНОГ-220, 220кВ
Заземлитель 220кВ; 63кА
Разъединитель РГ220/1000УХЛ1, 220кВ, 1000А
Заземлитель 220кВ; 63кА
Трансформатор тока ТОГФ-220-УХЛ1, 220кВ,600А
Трансформатор ТДЦ 125000/220
Трансформатор тока ТШЛ-20, 20кВ,6000А
ОПН 20кВ
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-20, 20кВ
Заземлитель 13,8кВ; 90кА
Разъединитель РВР3-20/6300УЗ, 20кВ, 6300А
Выключатель ВГГ-20, 20кВ
Заземлитель 13,8кВ; 90кА
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-20, 20кВ



# Нагрузки на водосливную

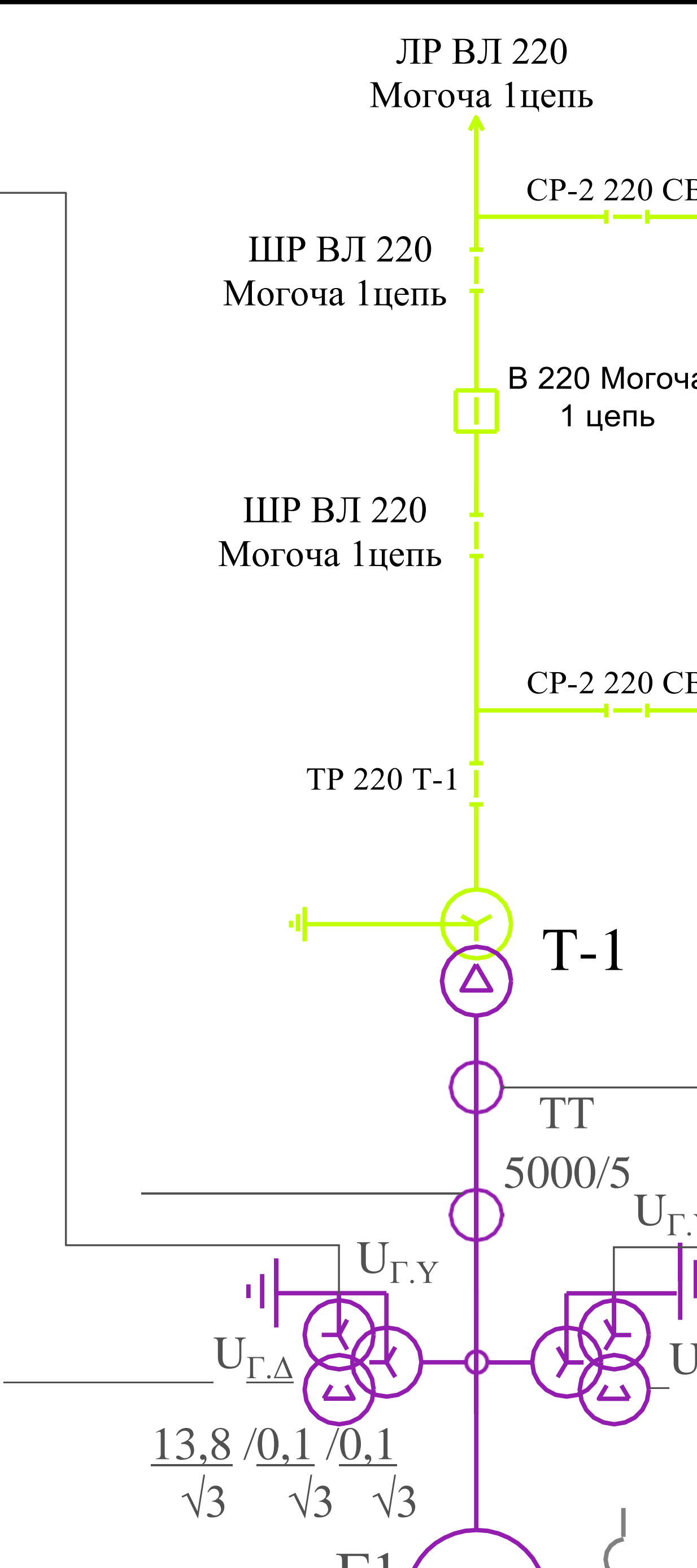
1:500

Эпюры напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины  
для основного сочетания нагрузок и воздействий



ШЭ1113 (Система А)		
IΔG	I <sub>Г</sub>	Y
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН	U <sub>Г.Y</sub>	Y
КИН, Un(U <sub>0</sub> )	UГ.Δ	Δ
IΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<	I <sub>НГ</sub>	Y
Un(U <sub>0</sub> )	UГ.N	-
I <sub>p</sub> >	I <sub>ТВ</sub>	Y

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименован ие	Отн-ые единицы	Имен-ые единицы
Диф. защита продольная	IΔG		Ток сраб-я, I <sub>ср.о</sub>	0,15·I <sub>Н</sub>	0,74 А
			Коэф-т торможения, К <sub>Т</sub>	0,35	-
			Уставка начального торможения, I <sub>НГ</sub>	0,5·I <sub>Н</sub>	2,46 А
			Тормозной ток, В	1,5·I <sub>Н</sub>	7,38 А
3ЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	-	5 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>0G</sub>	-	15 В
	U <sub>03</sub>		коэф-т торм.ия К-	1,1	-





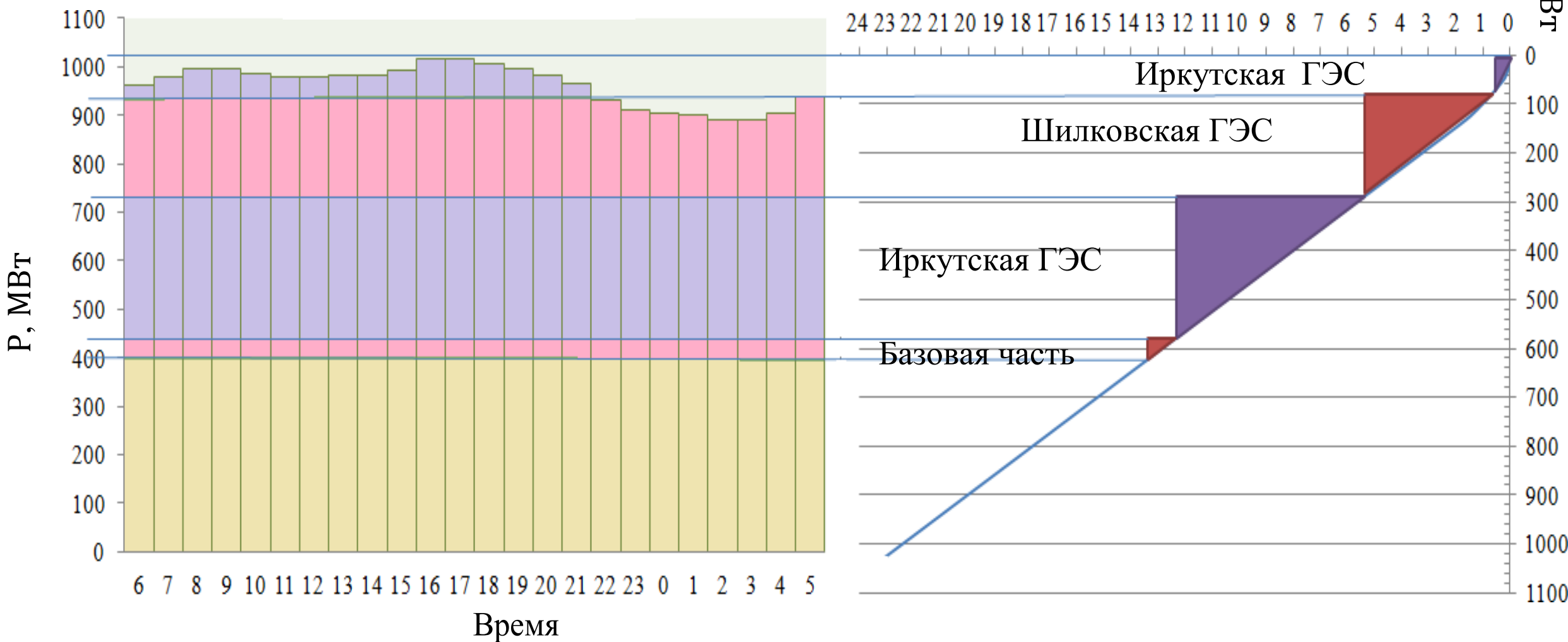
# ПРОЕКТИРОВАНИЕ ШИЛКОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА

$N_{уст}=2$   
 $\bar{\Xi}=1,99$

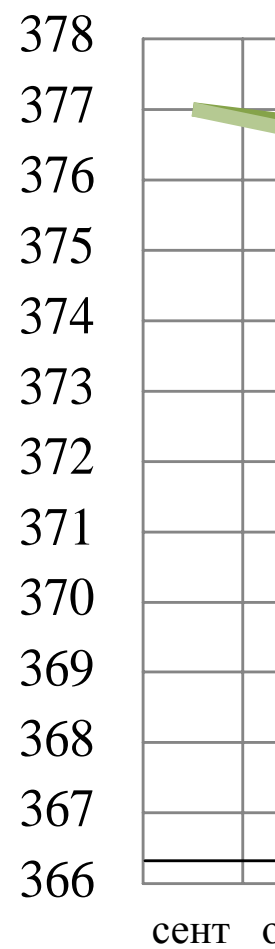
## СУТОЧНЫЙ ГРАФИК НАГРУЗКИ ДЛЯ ЗИМНЕГО ПЕРИОДА

Январь—Декабрь

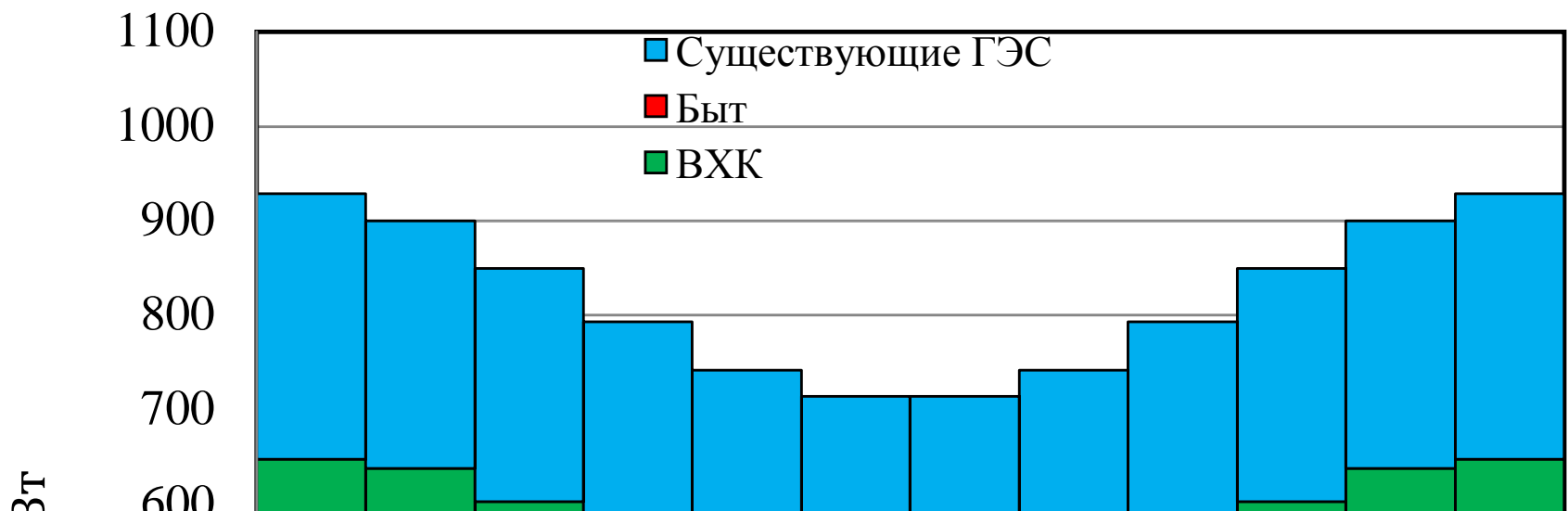
Э, млн. кВт · ч



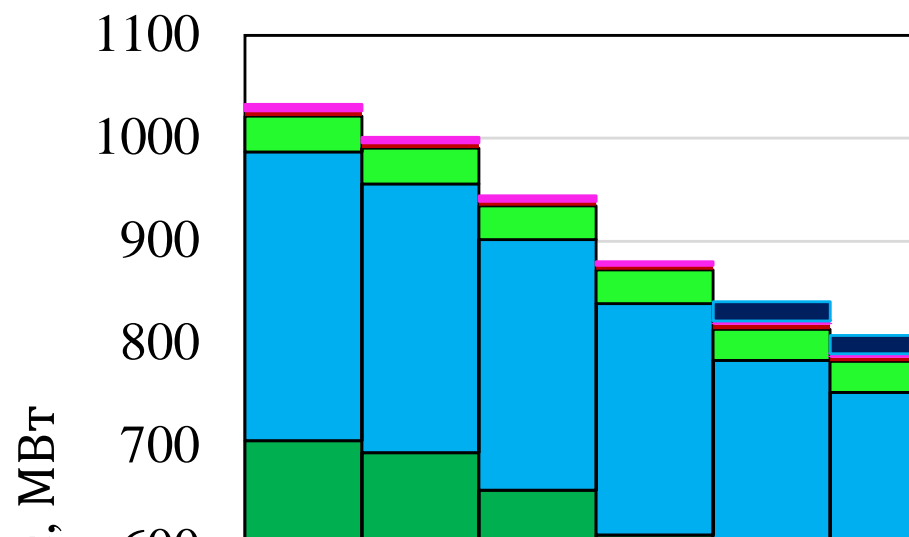
## ГРАФИК СРА



## БАЛАНС ЭНЕРГИИ



## БАЛАНС



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

«01» 04 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ШИЛКОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ШИЛКА.  
СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ШУМА НА ОБЪЕКТАХ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ**

Руководитель

  
подпись, дата

Кандидат технических  
наук  
Заведующий кафедрой  
ГГЭЭС

А.А. Ачитаев  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

А.В. Платонова  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Шилковской ГЭС на реке Шилка. Снижение влияния шума на объектах гидроэнергетики».

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

Михаил 20.07.20 И.И. Митов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Затеев 23.06.20 В.И. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

А.В. Масинкин 02.07.20 А.В. Масинкин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Михаил 2.07.20 И.И. Митов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.В. Митов И.В. Митов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Затеев 01.07.20 В.И. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.И. Митов И.И. Митов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.И. Митов 02.07.20 Казаков В.А.  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.И. Затеев 02.07.20 В.И. Затеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.И. Митов 02.07.20 И.И. Митов  
подпись, дата инициалы, фамилия